

# **PROYECTO FINAL DE CARRERA**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS AGRÓNOMOS**

## **INSTALACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA QUESERÍA DE DO IDIAZABAL AISLADA DE RED EN SALVATIERRA**

**Autor:** Daniel Santamaría Cabodevilla

**Directores:** María Ángeles de Blas Corral y José Luis Torres  
Escribano

**Fecha:** 01/09/2011



# **PROYECTO FINAL DE CARRERA**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS AGRÓNOMOS**

## **INSTALACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA QUESERÍA DE DO IDIAZABAL AISLADA DE RED EN SALVATIERRA**

**Directores:**

María Ángeles de Blas Corral

José Luis Torres Escribano

**Autor:**

Daniel Santamaría Cabodevilla

*Pamplona, Septiembre 2011*

## RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio de las alternativas para realizar una instalación eléctrica mediante el uso de energías renovables, en una quesería de DO Idiazabal aislada de red eléctrica, situada en Salvatierra/Agurain (Álava).

Tras analizar las ventajas y desventajas de las alternativas planteadas, se ha optado por realizar una instalación solar fotovoltaica aislada de red sobre cubierta con generación auxiliar.

A continuación se ha procedido a realizar un pre-dimensionado de la instalación, con el fin de contemplar la viabilidad del proyecto. Posteriormente, se ha realizado el dimensionado definitivo mediante el uso del software PVSYST.

Para realizar el dimensionado, se ha comenzado con el estudio de la climatología del emplazamiento, utilizando para ello los datos medidos en la estación meteorológica de Salvatierra.

Posteriormente, se ha procedido a determinar los consumos que se van a producir en la quesería, con el fin de que la instalación se ajuste a las necesidades del cliente.

Finalmente, se ha descrito de la solución adoptada, indicando la cantidad y características de los componentes adquiridos, y determinando todos los detalles de la instalación, así como el resto de documentos del proyecto.

# ÍNDICE

<b>DOCUMENTO I – MEMORIA .....</b>	<b>5</b>
<b>DOCUMENTO II – ANEXOS .....</b>	<b>60</b>
<b>DOCUMENTO III – PLANOS .....</b>	<b>113</b>
<b>DOCUMENTO IV – PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS .....</b>	<b>120</b>
<b>DOCUMENTO V – ESTADO DE MEDICIONES .....</b>	<b>144</b>
<b>DOCUMENTO VI – PRESUPUESTO .....</b>	<b>146</b>
<b>DOCUMENTO VII – ESTUDIOS CON ENIDAD PROPIA .....</b>	<b>150</b>



# DOCUMENTO I – MEMORIA

# DOCUMENTO I – MEMORIA

1.1. Objeto .....	8
1.2. Emplazamiento.....	8
1.3. Antecedentes .....	10
1.4. Normas y referencias.....	10
1.4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas .....	10
1.4.2. Referencias bibliográficas.....	11
1.4.3. Referencias de internet.....	11
1.4.4. Programas de cálculo .....	12
1.5. Requisitos de diseño.....	12
1.5.1. Climatología de Salvatierra.....	12
1.5.2. Proceso de elaboración del queso con DO Idiazabal .....	21
1.5.3. Características de la quesería .....	23
1.5.4. Determinación de los consumos .....	25
1.5.4.1. Cargas .....	25
1.5.4.2. Distribución del consumo.....	28
1.5.5. Características de una instalación solar fotovoltaica .....	37
1.6. Análisis de soluciones .....	42
1.6.1. Solución adoptada.....	45
1.7. Resultados finales.....	46
1.7.1. Componentes del sistema fotovoltaico .....	46
1.7.1.1. Módulos fotovoltaicos .....	46
1.7.1.2. Baterías .....	49
1.7.1.3. Regulador de carga .....	51
1.7.1.4. Inversor.....	51
1.7.1.5. Generador auxiliar .....	53
1.7.1.6. Estructura de soporte .....	53
1.7.1.7. Cableado .....	53
1.7.2. Descripción de la instalación fotovoltaica .....	55
1.7.2.1. Esquema de funcionamiento.....	55
1.7.2.2. Generador fotovoltaico .....	56
1.7.2.3. Acumulador .....	57
1.7.2.4. Inversor y regulador de carga.....	57
1.7.2.5. Cableado .....	57

1.8. Planificación.....	58
1.9. Presupuesto.....	59

## 1.1. Objeto

El objetivo del presente proyecto es analizar el consumo de una quesería de DO Idiazabal aislada de red eléctrica, para posteriormente realizar un dimensionado de la instalación eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable.

Las fuentes de energías renovables que se han considerado son:

- Energía solar fotovoltaica
- Energía eólica

También se estudiará el uso conjunto de varias fuentes de energía, así como la utilización de un generador auxiliar.

## 1.2. Emplazamiento

La quesería está situada en el Término Municipal de Salvatierra, provincia de Álava (España).



*Mapa de situación de Álava*



*Mapa de situación de Salvatierra/Agurain*

Para llegar al emplazamiento desde Vitoria/Gasteiz, se debe tomar la Autovía del norte (A-1) dirección Pamplona/Iruña y San Sebastián/Donostia. Tomar la salida 375 hacia la carretera A-3100, en dirección Salvatierra/Agurain y Gazeo. En la rotonda tomar la primera salida e incorporarse a carretera A-3100. A continuación girar a la primera a la derecha por el camino, y seguir las siguientes indicaciones que se muestran a continuación.



*Ruta para llegar al emplazamiento*

- Gira a la derecha y avanza 350 m
- Gira a la izquierda y avanza 1,1 km
- Gira a la derecha y avanza 160 m
- Por último, gira a la derecha. El destino está a la izquierda.

Dentro del catastro de Álava, la parcela en la que se encuentra la quesería es la número 935 dentro del polígono 1 del Término Municipal de Salvatierra. Esta tiene una superficie total de 10.184 m<sup>2</sup>. Las coordenadas geográficas del emplazamiento son:

- *Latitud:* 42° 51' 49" N
- *Longitud:* 2° 25' 66" O
- *Elevación:* 570 m

Tal y como se observa en el *Plano N°1 – Identificación de cada una de las dependencias*, en el emplazamiento nos encontramos con dos edificios: la quesería y el aprisco.

### **1.3. Antecedentes**

Galtzata SC es una quesería situada en Salvatierra que produce queso con DO Idiazabal. La quesería comenzó realizando producciones reducidas de forma artesanal, pero con el paso de los años sus producciones han ido en aumento.

Al no estar situada dentro del núcleo de población, no dispone de red eléctrica, y hasta ahora ha alimentado las cargas mediante el uso de un generador diesel.

El cliente se ha propuesto renovar la quesería y para ello quiere adquirir nueva maquinaria y construir una cámara de maduración. Debido al aumento del consumo eléctrico, el cliente ha pedido que se analice la posibilidad de realizar una instalación eléctrica aislada de red mediante el uso de energías renovables.

### **1.4. Normas y referencias**

En este apartado se citan las disposiciones legales y normas aplicadas, así como las referencias y programas de cálculo utilizados.

#### **1.4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas**

Todos los componentes seleccionados cumplen las normativas en cuanto a ensayos a realizar y las calidades exigidas. Las normas aplicadas en la elaboración del proyecto son:

- UNE 157001/2002. *Criterios generales para la elaboración de proyectos.*
- UNE 20460-5-523. *Instalaciones eléctricas en edificios.*
- BOE Real Decreto 314/2006. *Código técnico de edificación.*

### 1.4.2. Referencias bibliográficas

- ALCOR CABRERIZO, Enrique: *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Sevilla: Progensa, 2002. 271 p
- ALONSO ABELLA, Miguel: *Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. Madrid: SAPT, 2001. 309 p
- ALCADE SAN MIGUEL, Pablo: *Electrotecnia*. Madrid: Thomson (Paraninfo S.A.), 2005. 329 p ISBN 84-9732-270-3
- PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar: *Energía solar fotovoltaica*. Creative Commons, 2011. 182 p. Disponible en: <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf/>
- *Radiación solar sobre superficies inclinadas*. Ministerio de industria, turismo y comercio. ISBN 84-500-4732-3

### 1.4.3. Referencias de internet

- Agencia Vasca de Meteorología  
[www.euskalmet.euskadi.net](http://www.euskalmet.euskadi.net)
- Datos públicos del Gobierno Vasco  
[opendata.euskadi.net/](http://opendata.euskadi.net/)
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía  
[www.idae.es/](http://www.idae.es/)
- Página sobre energía solar  
[www.solarweb.net/](http://www.solarweb.net/)
- Empresa productora de baterías  
[www.sonnenschein.org/](http://www.sonnenschein.org/)
- Empresa productora/distribuidora de cable  
[www.prysmian.es](http://www.prysmian.es)
- Empresa de instalaciones solares  
[www.suntechnics.com/](http://www.suntechnics.com/)
- Empresa especialidad en ingeniería eléctrica  
[www.ingeteam.com/](http://www.ingeteam.com/)

- Empresa de módulos solares  
[www.hanwha-solarone.com/](http://www.hanwha-solarone.com/)

#### **1.4.4. Programas de cálculo**

Los programas de cálculo utilizados en el presente proyecto son los siguientes:

- PVSYST v5.42
- Windographer
- HOMER

*PVSYST*: Programa comercial para el dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas

*Windographer*: Programa comercial para la evaluación del viento y la producción de energía eólica

*HOMER*: Programa comercial para la evaluación económica de sistemas de generación mixtos.

### **1.5. Requisitos de diseño**

La información que se expone a continuación será utilizada a la hora de estudiar las distintas alternativas y para desarrollar la solución adoptada.

#### **1.5.1. Climatología de Salvatierra**

Para la descripción de la climatología se han utilizado los datos de dos estaciones meteorológicas de Salvatierra. Los datos meteorológicos se han descargado desde <http://www.euskalmet.euskadi.net/> y estos mismos se pueden consultar a través de la página web <http://www.euskalmet.euskadi.net/>.

Hasta el año 2008 la estación meteorológica que ha recogido datos en Salvatierra ha sido la estación G030, pero a finales de este mismo año se instaló la nueva estación C030 que comenzó la recogida de datos. A partir de 2009 solo se han recogido datos en esta última estación.

Por ello, se dispone de una serie de datos de 8 años en la que todas las mediciones se han realizado en intervalos de tiempo diezminutales. Para los años 2003-2008 se han utilizado los datos de la estación G030 y para los años 2009-2010 los de la estación C030. Se destacan a continuación algunas de las diferencias entre ambas series de datos:



- Algunas medidas se realizan a diferentes alturas.
- La serie 2003-2008 presenta un mayor porcentaje de datos erróneos y de datos en blanco.
- Algunas de las medidas presentan una mayor precisión en la serie 2009-2010.

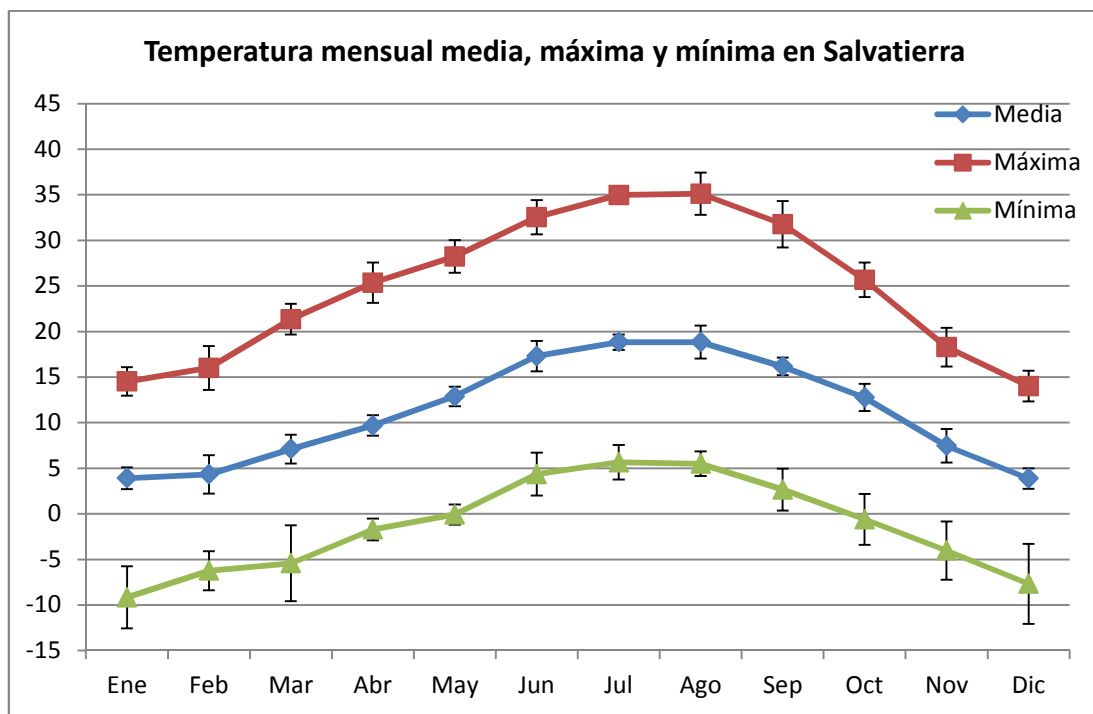
Las componentes climatológicas que se han estudiado han sido la temperatura, el viento y la radiación.

### Régimen térmico

El estudio del régimen térmico se basa en los datos correspondientes al análisis de las temperaturas medias mensuales y anuales y medias de las temperaturas máximas y mínimas, recogidos en la estación meteorológica de Salvatierra, para el periodo citado.

*Temperatura media, máxima y mínima en Salvatierra*

Temp	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Med</b>	3,9	4,3	7,1	9,7	12,9	17,3	18,8	18,8	16,2	12,8	7,5	3,9
<b>Máx</b>	14,5	16,0	21,4	25,4	28,2	32,5	35,0	35,1	31,8	25,7	18,3	14,0
<b>Mín</b>	-9,2	-6,2	-5,4	-1,7	-0,2	4,3	5,7	5,5	2,7	-0,6	-4,0	-7,7



*Temperatura media, máxima y mínima en Salvatierra*

*Temperaturas medias anuales*

Temperatura	Año
Media anual	11,1
Media máxima anual	24,8
Media mínima anual	-1,4

*Temperaturas máximas y mínimas históricas*

Temperatura	Año
Máxima absoluta	37,5
Mínima absoluta	-14,7

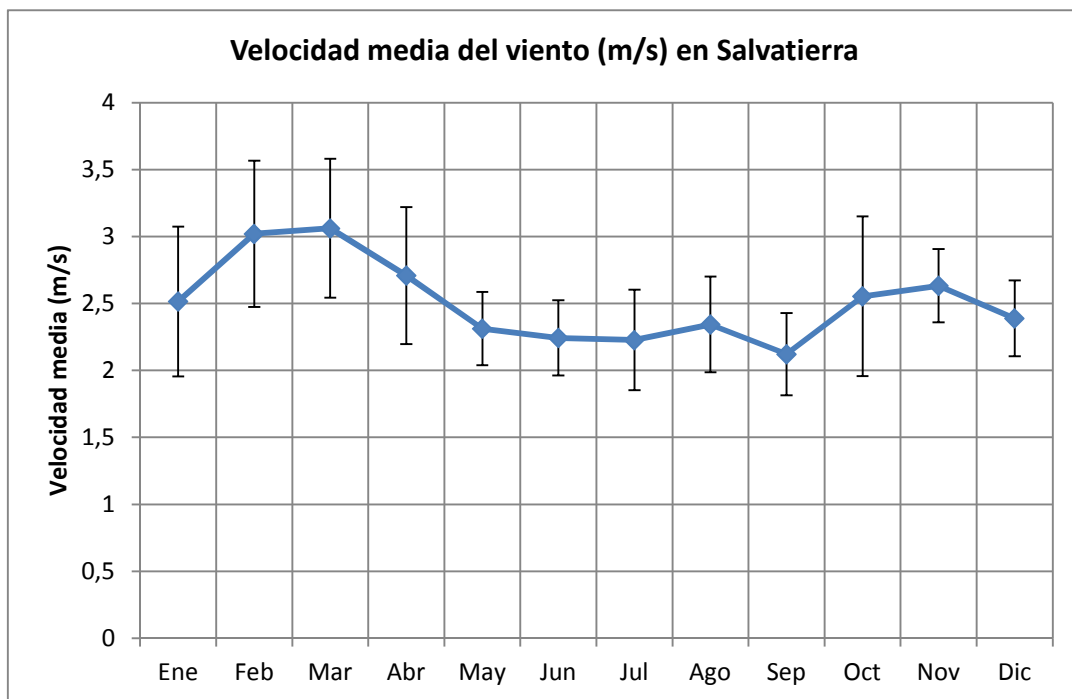
Los valores de temperatura obtenidos nos ayudarán en el dimensionado, debido a que el rendimiento de algunos componentes, como por ejemplo las baterías, es función de esta variable.

### Viento

A continuación se muestra la velocidad media del viento a una altura de 0,9 m/s (con su desviación estándar) de la serie de datos anteriormente citada:

*Velocidad del viento media mensual en Salvatierra*

Mes	v (m/s)	SD
Ene	2,51	0,56
Feb	3,02	0,55
Mar	3,06	0,52
Abr	2,71	0,51
May	2,31	0,27
Jun	2,24	0,28
Jul	2,23	0,38
Ago	2,34	0,36
Sep	2,12	0,31
Oct	2,55	0,60
Nov	2,63	0,27
Dic	2,39	0,28



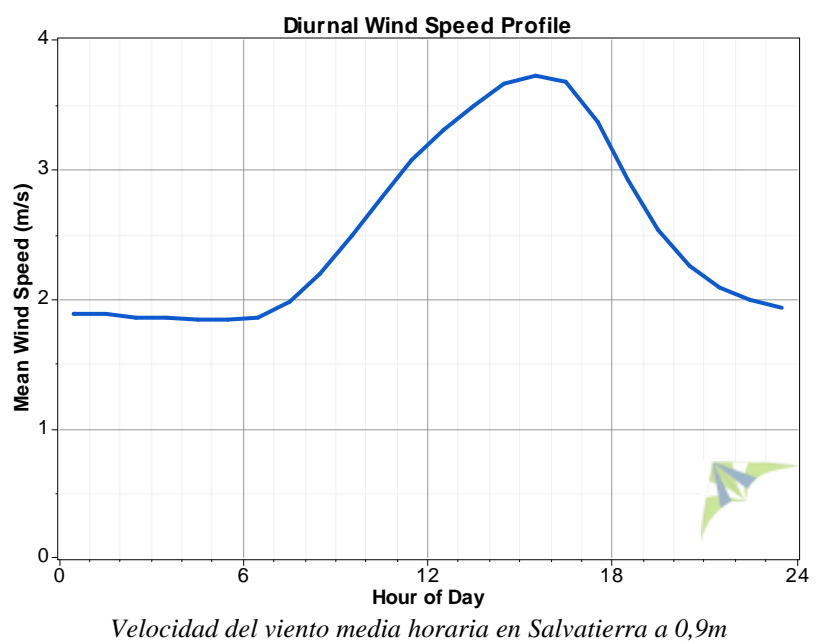
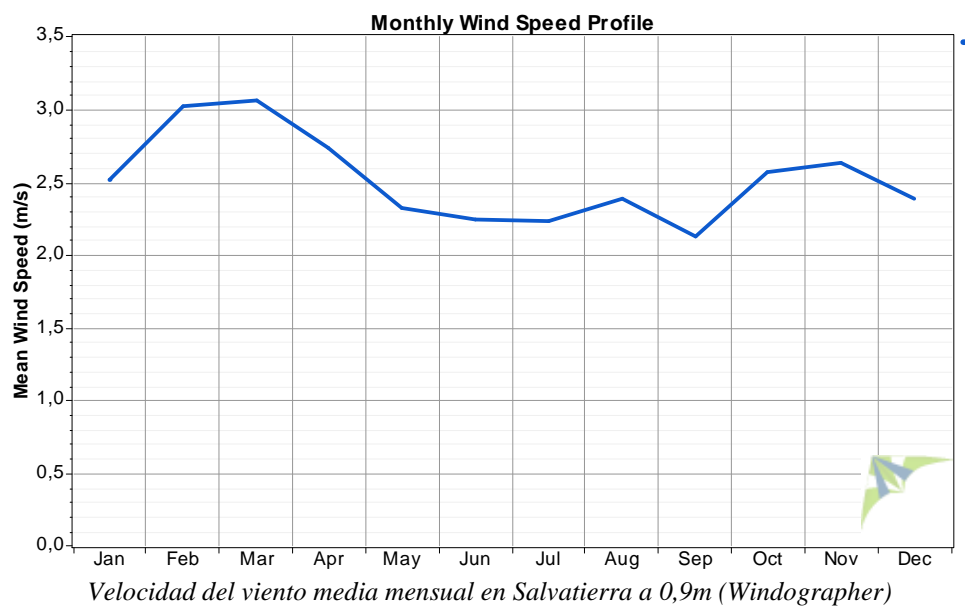
*Velocidad del viento media mensual en Salvatierra a 0,9m*

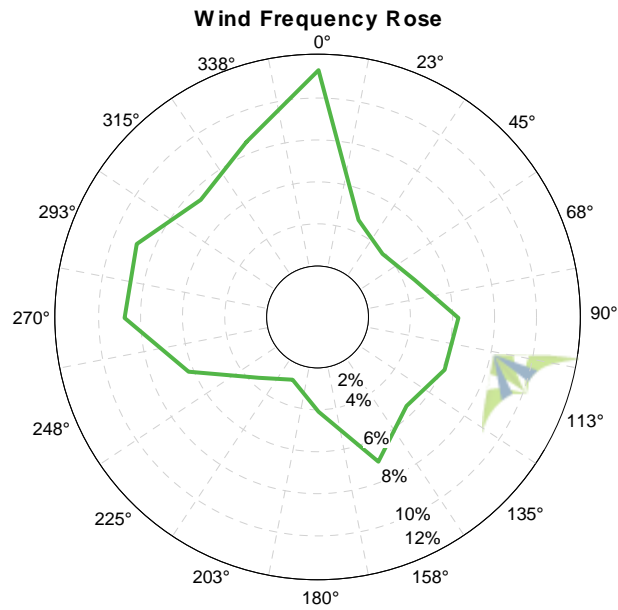
Para facilitar el análisis del viento en Salvatierra se ha utilizado un software comercial llamado Windographer, que puede obtenerse a través de la página <http://www.windographer.com/>.



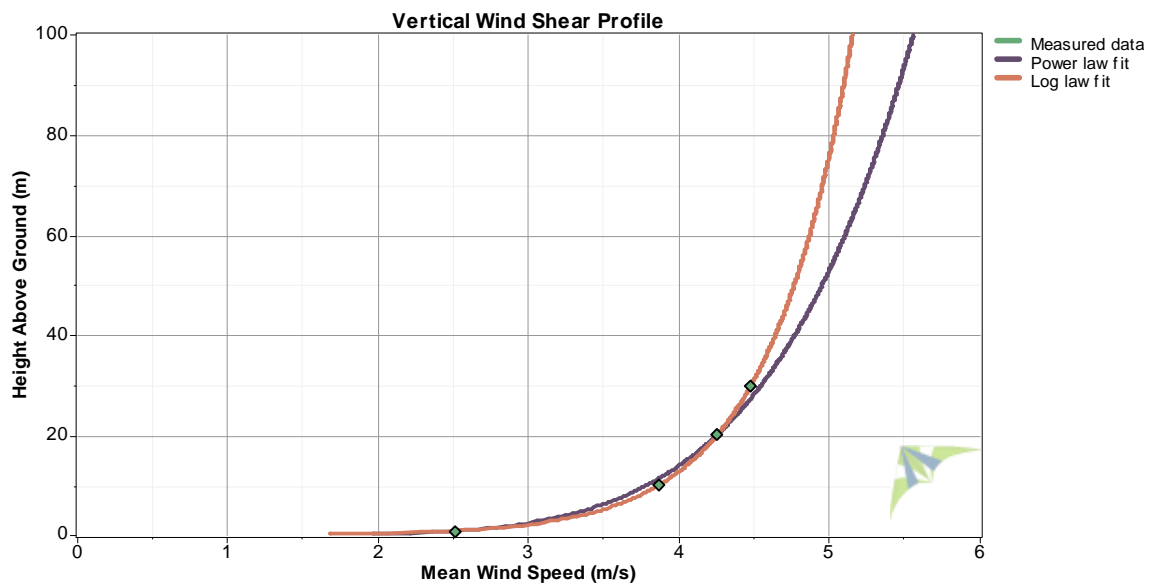
*Logotipo del software windographer*

Una vez importados la serie de datos el programa nos muestra 4 gráficos que se presentan a continuación:





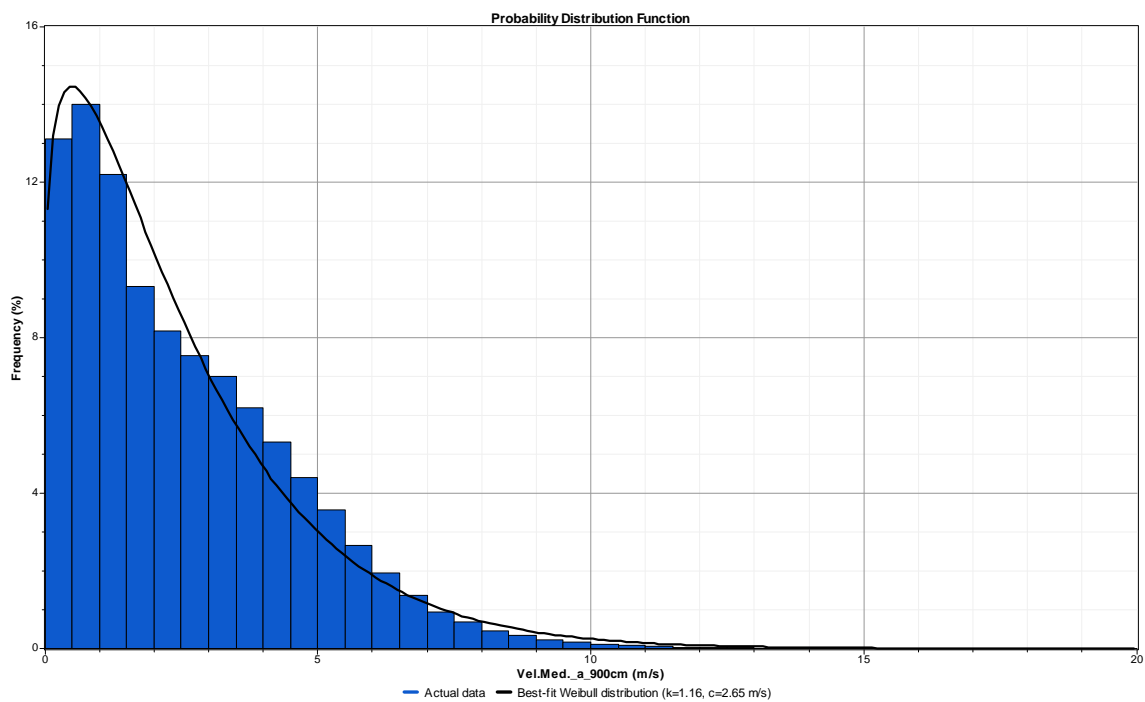
*Rosa de los vientos en Salvatierra a 0,9m*



*Variación de la velocidad del viento con la altura (rugosidad = 0,01m)*

Por último, se han obtenido los parámetros  $k$  (factor de forma) y  $c$  (factor de escala) de la distribución Weibull:

$$P(v) = \frac{k}{c} \left( \frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k}$$



*Frecuencia de las diferentes velocidades de viento*

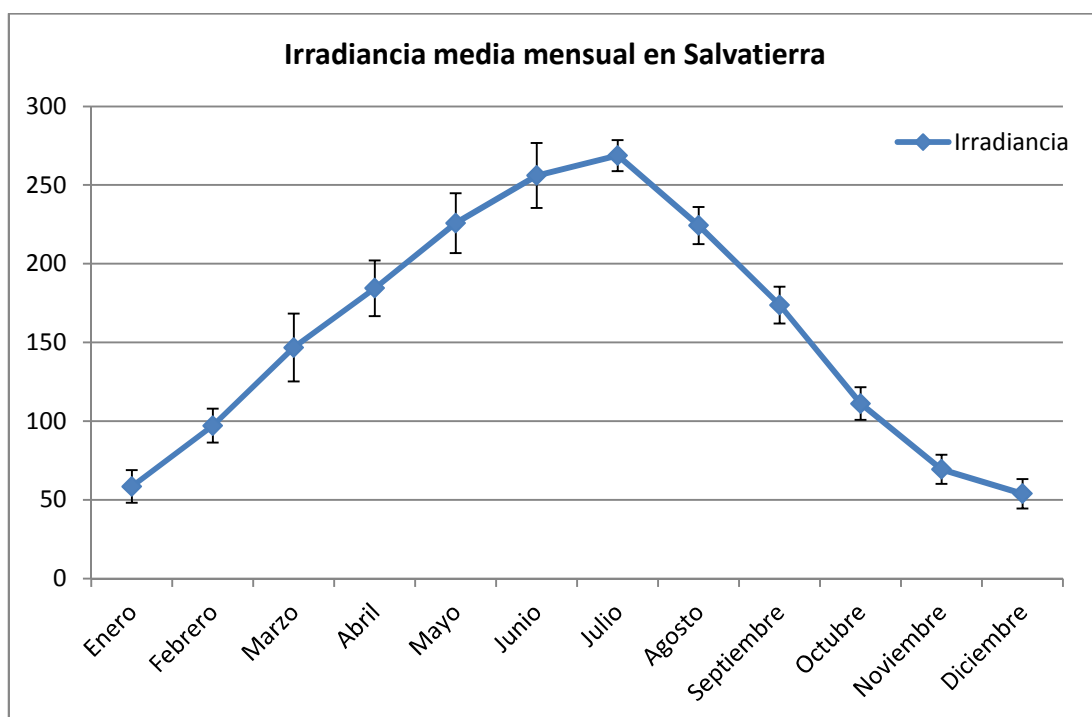
- $c = 2,65 \text{ m/s}$
- $k = 1,16$

## Radiación

A continuación, se muestra la irradiancia media mensual ( $\text{W/m}^2$ ), así como la desviación estándar de la serie:

*Irradiancia media mensual ( $\text{W/m}^2$ ) en Salvatierra*

Mes	Irradiancia media mensual ( $\text{W/m}^2$ )	SD
<b>Ene</b>	58,52	10,35
<b>Feb</b>	97,15	10,77
<b>Mar</b>	146,76	21,57
<b>Abr</b>	184,43	17,66
<b>May</b>	225,87	18,99
<b>Jun</b>	256,06	20,58
<b>Jul</b>	268,73	9,83
<b>Ago</b>	224,31	11,85
<b>Sep</b>	173,81	11,71
<b>Oct</b>	111,19	10,37
<b>Nov</b>	69,34	9,23
<b>Dic</b>	53,92	9,40



*Irradiancia media mensual (W/m<sup>2</sup>) en Salvatierra*

Como se necesitan valores de energía y no de potencia, se ha transformado la irradiancia media mensual (W/m<sup>2</sup>) en irradiación diaria media mensual (kWh/m<sup>2</sup>/día).

*Irradiación media mensual (kWh/m<sup>2</sup>) en Salvatierra*

Mes	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Irradiacion (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Dias	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /mes)
<b>Ene</b>	58,52	1,40	31	43,54
<b>Feb</b>	97,15	2,33	28	65,28
<b>Mar</b>	146,76	3,52	31	109,19
<b>Abr</b>	184,43	4,43	30	132,79
<b>May</b>	225,87	5,42	31	168,05
<b>Jun</b>	256,06	6,15	30	184,37
<b>Jul</b>	268,73	6,45	31	199,94
<b>Ago</b>	224,31	5,38	31	166,89
<b>Sep</b>	173,81	4,17	30	125,15
<b>Oct</b>	111,19	2,67	31	82,72
<b>Nov</b>	69,34	1,66	30	49,93
<b>Dic</b>	53,92	1,29	31	40,12

A continuación se expone la irradiancia horaria media mensual ( $\text{W/m}^2$ ), obtenida a través de la serie de datos anteriormente citada, considerando que el inicio y fin del día se produce cuando la irradiancia es mayor que  $4\text{W/m}^2$ . Las horas son referidas a la hora solar.

*Irradiancia horaria media mensual ( $\text{W/m}^2$ ) en Salvatierra*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5				6	33	47	30	9				
6			11	56	124	143	125	73	30	7		
7		16	76	162	252	275	267	194	124	65	17	6
8	38	88	187	285	380	423	420	343	255	166	80	42
9	109	191	307	420	504	551	559	477	393	268	159	114
10	178	285	427	518	600	656	674	592	498	357	232	184
11	235	352	469	575	648	727	741	657	558	406	268	224
12	243	382	507	577	652	713	771	684	579	412	282	232
13	231	359	493	534	619	699	757	662	562	366	255	208
14	183	291	417	474	551	620	670	599	478	294	186	155
15	109	212	314	380	440	508	578	481	357	201	110	87
16	39	108	194	248	323	381	434	338	228	92	30	19
17		22	78	131	194	236	275	191	90	14		
18			8	34	82	113	126	67	9			
19					9	24	24					
20						6						

A partir de los datos anteriores se ha obtenido el inicio y fin del día (hora solar) y por lo tanto la duración media del día para cada mes:

*Duración, inicio y fin del día en Salvatierra*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Inicio</b>	8	7	6	5	5	5	5	5	6	6	7	7
<b>Fin</b>	16	17	18	18	19	20	19	18	18	17	16	16
<b>Duración</b>	8	10	12	13	14	15	14	14	12	11	9	9

Finalmente, se transforman los valores de irradiancia ( $\text{W/m}^2/\text{h}$ ) en irradiación ( $\text{kWh/m}^2/\text{h}$ ), tal y como se explicó anteriormente:



*Irradiación horaria media mensual (kWh/m<sup>2</sup>) en Salvatierra*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5				0,006	0,033	0,047	0,030	0,009				
6			0,011	0,056	0,124	0,143	0,125	0,073	0,030	0,007		
7		0,016	0,076	0,162	0,252	0,275	0,267	0,194	0,124	0,065	0,017	0,006
8	0,038	0,088	0,187	0,285	0,380	0,423	0,420	0,343	0,255	0,166	0,080	0,042
9	0,109	0,191	0,307	0,420	0,504	0,551	0,559	0,477	0,393	0,268	0,159	0,114
10	0,178	0,285	0,427	0,518	0,600	0,656	0,674	0,592	0,498	0,357	0,232	0,184
11	0,235	0,352	0,469	0,575	0,648	0,727	0,741	0,657	0,558	0,406	0,268	0,224
12	0,243	0,382	0,507	0,577	0,652	0,713	0,771	0,684	0,579	0,412	0,282	0,232
13	0,231	0,359	0,493	0,534	0,619	0,699	0,757	0,662	0,562	0,366	0,255	0,208
14	0,183	0,291	0,417	0,474	0,551	0,620	0,670	0,599	0,478	0,294	0,186	0,155
15	0,109	0,212	0,314	0,380	0,440	0,508	0,578	0,481	0,357	0,201	0,110	0,087
16	0,039	0,108	0,194	0,248	0,323	0,381	0,434	0,338	0,228	0,092	0,030	0,019
17		0,022	0,078	0,131	0,194	0,236	0,275	0,191	0,090	0,014		
18			0,008	0,034	0,082	0,113	0,126	0,067	0,009			
19					0,009	0,024	0,024					
20						0,006						

### 1.5.2. Proceso de elaboración del queso con DO Idiazabal

Es importante conocer el proceso de producción del queso DO Idiazabal para ir familiarizándose con la maquinaria que es necesaria para su producción, y que determinarán en gran parte el consumo de la instalación. A continuación se describe el proceso de producción:

La *máquina de ordeño* traslada la leche hasta un *tanque de enfriamiento de leche*. Este tanque conserva la leche cruda a 6°C hasta el momento en el cual se proceda a la elaboración del queso. La leche ha de tener un máximo de 3 días, por lo que ese será un limitante a la hora de planificar la producción de queso.

A la hora de la elaboración, la leche se traslada hasta la *cuba de cuajado* de acero inoxidable, en la cual, como su nombre indica se produce el cuajado de la leche. Una vez dentro, en primer lugar la cuba remueve y calienta la leche cruda hasta una temperatura de entre 28-32°C (habitualmente 30°C). Una vez calentada se añade el cuajo, que habitualmente es de cordero lechal, limpio, seco, triturado y mezclado con sal. Tras añadir el cuajo, se sustituye el brazo que remueve la leche por la lira, la cual se encargará de trocear la cuajada. La coagulación de la leche depende de la acidez de esta y de la época del año. El tiempo mínimo y máximo de coagulación son 20 y 45 minutos respectivamente, a la temperatura ya citada de 28-32°C.

Una vez que se ha formado un gel elástico, se pone en funcionamiento la lira, que va realizando cortes sucesivos. Esta debe pararse en el momento en el cual el

diámetro del grano esté entre el del arroz y el del maíz (5-10mm). A fin de facilitar el desuerado, los granos se agitan lentamente y se eleva la temperatura de la cuba poco a poco hasta llegar aproximadamente a 35-38°C. Con ello se pretende extraer la mayor cantidad posible de suero y conservar sólo las sustancias alimenticias de la leche: su grasa y proteínas. Este proceso de calentamiento hasta que el quesero decide que los granos se han endurecido lo suficiente.

A continuación se procede al desuerado, que consiste en separar el suero de los granos de queso, denominado matón. Una vez desuerado se procede a cortar las porciones de queso que posteriormente se introducirán en los moldes cilíndricos. En este momento el queso debe identificarse mediante una pegatina con un número único para cada queso, y debe ir recubierto de un trapo dentro del molde para que se forme la corteza.

Una vez realizado el proceso de moldeado, se introducen los moldes en la *prensa*, en la cual a una presión de entre 1,5 y 4 atmósferas se realizará el proceso de prensado durante 5 a 7 horas.

Una vez prensado, el queso se desmolda para realizar el proceso de salado, el cual puede realizarse en seco o en salmuera a saturación y a 8-13°C de temperatura. En este último caso el tiempo de inmersión varía entre 24 horas (quesos pequeños) y 48 horas (quesos grandes).

Tras el salado se realiza el oreo, que consiste en una maduración del queso a una temperatura de entre 10 y 13°C y una humedad relativa del 80%. Este proceso no debe sobrepasar los 30 días.

Finalmente, el queso se lleva a la *cámara de maduración*, en la cual se mantiene a una temperatura de entre 8 y 10°C y una humedad relativa entre el 85% y 90%. El tiempo mínimo de maduración son 2 meses, siendo el plazo óptimo para extraer las mejores calidades entre cuatro y ocho meses, según el gusto personal.

Una práctica extendida es la del ahumado. En zonas como Urbasa y Entzia tradicionalmente no se ha ahumado.

### 1.5.3. Características de la quesería

La quesería Galtzata SC produce queso con DO Idiazabal. En la actualidad, con un total de 250 cabezas de oveja latxa cara rubia, se ha propuesto realizar producciones de en torno a 4.000 kilos de queso al año.

Tal y como se muestra en el *Plano N°1 – Identificación de cada una de las dependencias*, en el emplazamiento nos encontramos con dos edificios: la quesería y el aprisco.

#### Edificio 1: Quesería

En este edificio se realiza todo el proceso de producción y maduración del queso. Además, posee un garaje que también se utiliza como almacén. Las dependencias de la quesería son las siguientes:

Dependencia	Superficie (m2)
Sala de cambio	21,35
Sala de cuajado y prensado	30,5
Sala de salado	20
Sala de envasado	14
Cámara de refrigeración	21
Garaje/Almacén	110,62

:

La *sala de cambio* es la dependencia de entrada a la quesería. Por motivos de sanidad e higiene, aquí el elaborador se cambia de ropa y calzado antes de entrar a las dependencias en las que se elabora el queso.

A continuación, se encuentra la *sala de cuajado y prensado*. En esta dependencia nos encontramos con varias máquinas:

- Bomba de transporte de leche
- Cuba de cuajado
- Prensa horizontal

De la *sala de cuajado y prensado* se pasa a la *sala de salado*. En esta dependencia únicamente se encuentra la máquina encargada de salar el queso mediante salmuera.

Por último, se encuentra la *sala de envasado*. En esta dependencia se encuentra la máquina de envasado y una báscula para pesar el queso. A través de esta dependencia se tiene acceso a la cámara de maduración del queso. Una vez concluidas todas las labores dentro de la quesería, el elaborador sale al exterior a través de esta dependencia.

El movimiento del elaborador es unidireccional: exterior → sala de cambio → sala de cuajado → sala de salado → sala de envasado → exterior.

El *garaje* se utiliza para guardar los vehículos y maquinaria agrícola y como almacén.

En el *Plano N°1 – Identificación de cada una de las dependencias*, se muestran cada una de las dependencias y sus dimensiones. Como se observa en este mismo plano, la orientación de la quesería es Norte-Sur y posee una cubierta a dos aguas con una inclinación de 30°.

### Edificio 2: aprisco

El aprisco es el lugar en el que el ganado ovino permanece estabulado. Este edificio también consta de varias dependencias.

Dependencia	Superficie (m2)
Sala de estancia/alimentación	398,38
Sala de ordeño	62,025
Almacén 1	45,85
Almacén 2	29,75

En la *sala de estancia/alimentación* el ganado ovino permanece estabulado. También es aquí donde se almacena el alimento y el forraje necesario para la cama. Dentro de esta dependencia nos encontramos con la cinta de alimentación, encargada de distribuir el alimento al ganado.

La *sala de ordeño*, como su nombre indicia, es la sala en la que se realiza el ordeño de las ovejas. El ordeño se realiza mediante una máquina de ordeño, que utiliza una bomba para succionar la leche a través de las pezoneras.

Por último, el aprisco posee dos *almacenes*. En ellos hay mucho espacio sin utilizar, por lo que más adelante se estudiará su uso para instalar los componentes del sistema, tales como baterías, regulador de carga, etc.

En el *Plano N°1 – Identificación de cada una de las dependencias*, se muestran cada una de las dependencias y sus dimensiones. Como se observa en este mismo plano, la orientación del edificio es Este-Oeste. La cubierta es a dos aguas con una inclinación de 30°.

## 1.5.4. Determinación de los consumos

En el presente apartado se procederá a la descripción de las cargas que se van a producir en la quesería, así como su distribución.

### 1.5.4.1. Cargas

El consumo total de la instalación proviene por un lado de la quesería y por el otro del aprisco. Todas las cargas son AC, exceptuando la iluminación, que se realizará con una instalación de corriente continua, tanto en la quesería como en el aprisco.

A continuación se describe cada una de las cargas que nos encontramos en estos dos edificios.

#### Edificio 1 – Quesería

##### - *Iluminación*

La iluminación de la quesería se realiza mediante lámparas fluorescentes led de corriente continua de 18W. La tecnología de iluminación led presenta grandes ventajas respecto a la iluminación convencional.

**Mayor eficiencia:** Frente a una bombilla incandescente la iluminación led ofrece un 80-90 % más de eficacia lo que se traduce en un ahorro de un 90 % en la factura de electricidad.

**Larga vida:** La iluminación led ofrece una vida de unas 50.000 horas frente a una vida media de 1.000 horas de una bombilla estándar. Se traduce en un coste de mantenimiento infinitamente inferior.

**Ecológicas:** Aparte de consumir menor energía (contribuyen a una menor emisión de CO2 a la atmósfera), son reciclables al 100%, no contienen tungsteno como las bombillas normales, ni mercurio como la iluminación fluorescente. Cumplen con la normativa europea de sustancias contaminantes RoHS.

**No emiten calor:** A diferencia de una bombilla estándar, la iluminación led de baja potencia no desperdicia energía en crear calor, lo cual permite instalar luz en sitios muy complejos, con poco espacio o en sitios enemigos de calor.

**Encendido:** Se encienden instantáneamente al 100% de su intensidad y no se deterioran por el número de encendidos.

**Tipo de luz:** Emiten luz blanca pura, pueden emitir luz blanca cálida y de diversos colores, así como multicolor.

- *Bomba transporte de leche*

Esta bomba se encarga de transportar la leche desde el tanque de enfriamiento de leche que se encuentra en el aprisco hasta la quesería. Tiene una potencia de 1100W y su uso está limitado a unos 10-15 minutos los días en los que se produce queso.

- *Cuba de cuajado*

La bomba transporta la leche hasta la cuba de cuajado. Esta tiene una potencia de 1100W funciona en torno a 3 horas los días en los que se produce queso.

- *Prensa*

Se trata de una prensa horizontal que se encarga de prensar el queso una vez que se ha introducido en el molde. Se ha decidido considerar esta carga despreciable debido al bajo consumo que realiza.

- *Motor frío salmuera*

Una vez que el queso sale de la prensa esta se introduce en salmuera, en la cual se mantiene durante 24 horas. Este proceso se realiza a 8-13°C, por lo que motor se encarga de mantener dicha temperatura. La potencia del motor es de 400W y se ha estimado que funciona 1 hora los días en los que se produce queso.

- *Cámara de refrigeración*

La cámara de refrigeración es el lugar en el que se realiza la maduración del queso. La potencia total de la cámara es de 2650W y se ha estimado que funciona durante 8 horas al día en periodos de 5 minutos, es decir, 4 funcionamientos de 5 minutos por hora. La cámara de refrigeración funciona a lo largo de todo el año.

- *Envasadora al vacío*

La envasadora al vacío tiene una potencia de 400W y se ha estimado que funciona durante 10 minutos al día de media. Hay que tener en cuenta que el periodo funcionamiento de esta máquina va a tener una gran variabilidad. Sin embargo, no se estima que vaya a haber periodos muy largos de uso.

## Edificio 2 – Aprisco

- *Iluminación*

La iluminación de la nave agrícola se lleva a cabo mediante focos led para iluminación industrial de 48W.

- *Cinta de alimentación*

Es la cinta que se encarga de trasladar el alimento hasta el ganado ovino. La potencia de la máquina es de 1500W y funciona durante 30 minutos al día (15 por la mañana y 15 por la tarde).

- *Máquina de ordeño (bomba de vacío)*

La bomba de vacío es un elemento de la máquina de ordeño, cuya función es succionar la leche a través de las pezoneras para extraer la leche de las ubres. La potencia de la bomba es de 3000W y se utiliza durante 4 horas al día (2 por la mañana y 2 por la tarde) durante el periodo de producción (Febrero-Junio).

- *Tanque de enfriamiento de leche*

La máquina de ordeño envía la leche a un tanque de enfriamiento. Este tanque de enfriamiento mantiene la leche a 6°C hasta el momento que se extrae para la producción del queso. La potencia del tanque es de 1000W. Su uso es continuo durante el periodo de producción (Febrero-Junio) y se ha estimado que funciona durante 1 hora y media al día.

#### **1.5.4.2. Distribución del consumo**

El consumo no se mantiene constante a lo largo del año, debido a que la producción de queso solo se realiza durante unos meses del año. Por ello, debemos diferenciar entre el consumo en los meses de producción y el consumo fuera de los meses de producción. Por otro lado, dentro de los meses de producción, nos podemos encontrar con dos tipos de consumo, en función de si ese día se produce queso además de leche o no.

Por el tamaño de la maquinaria que el cliente va a adquirir, se ha decidido producir queso uno de cada tres días, con el fin de reducir el consumo.

En las tablas que se presentan a continuación, se detalla tres tipos de consumo: sin producción, producción de leche, producción de queso y de leche. En estas tablas se ha incluido la potencia eléctrica de cada carga y el tiempo de uso por cada hora (min/hora). Las celdas marcadas en verde representan que durante esa hora la carga ha estado funcionando. De esta forma se determina el consumo y la potencia máxima para cada una de los tipos de consumo.



## CONSUMO DURANTE LOS MESES SIN PRODUCCIÓN

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Descripción	Potencia (W)	min/hora	Hora																							
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Cámara de refrigeración	2650	20																								
Cinta de alimentación	1500	15																								
Iluminación aprisco	1000	60																								

Potencia total (W)	5150
Potencia máxima simultanea (W)	5150
Consumo total diario (kWh)	23,95

## CONSUMO DURANTE LOS DÍAS DE PRODUCCIÓN DE QUESO Y LECHE

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Descripción	Potencia (W)	min/hora	Hora																							
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Cámara de refrigeración	2650	20																								
Cinta de alimentación	1500	15																								
Iluminación aprisco	1000	60																								
Iluminación quesería	500	60																								
Cuba de cuajado	1100	60																								
Compresor de transporte	1100	15																								
Motor frío salmuera	400	2,4																								
Envasadora al vacío	400	15																								
Tanque de enfriamiento	1000	3,6																								
Bomba de vacío	3000	60																								

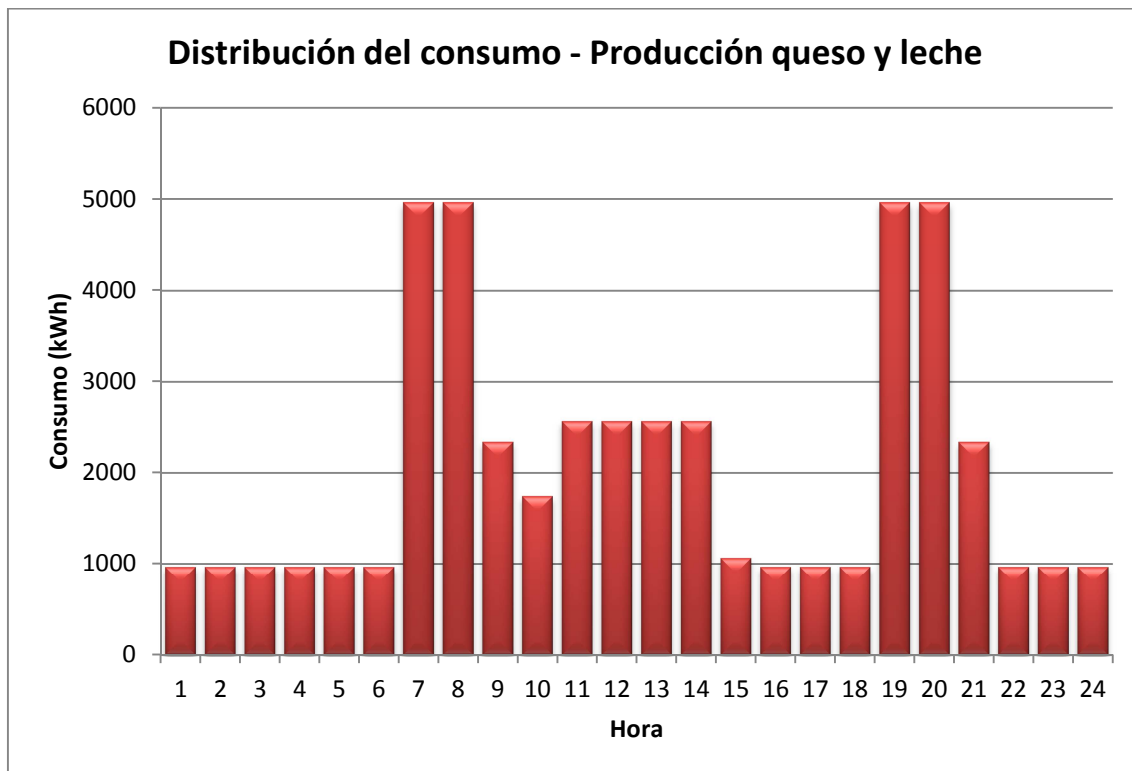
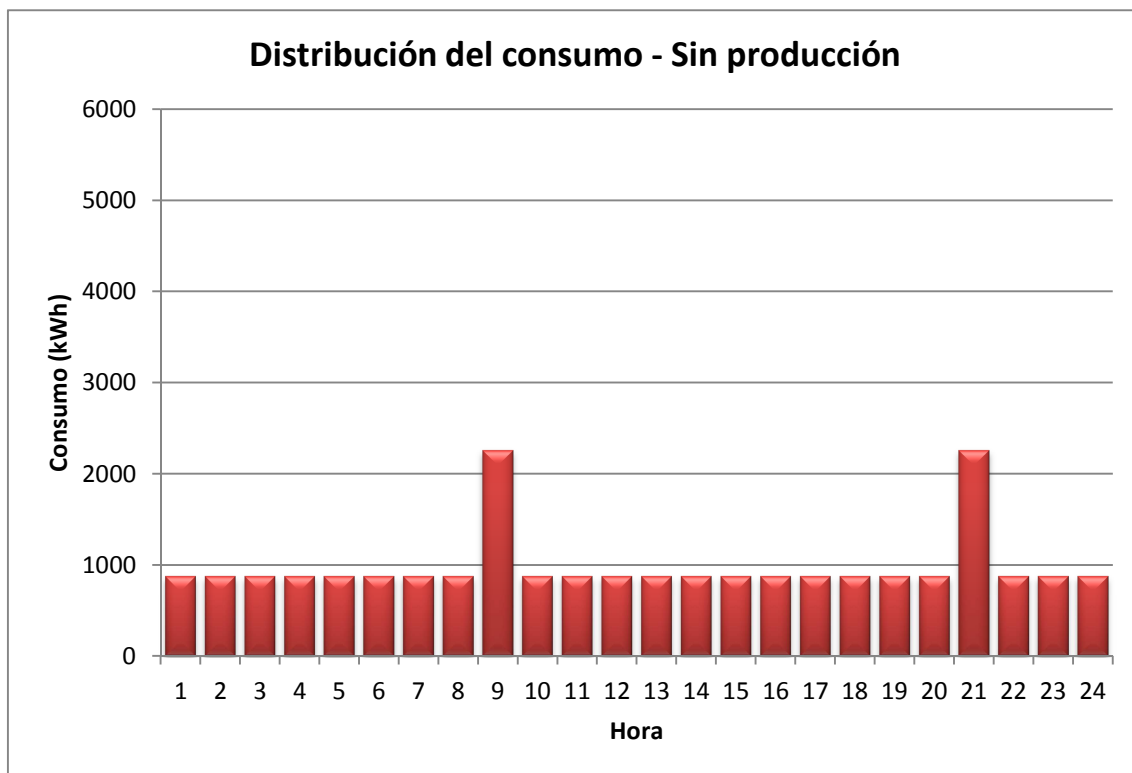
Potencia total (W)	12650
Potencia máxima simultanea (W)	8050
Consumo total diario (kWh)	49,125

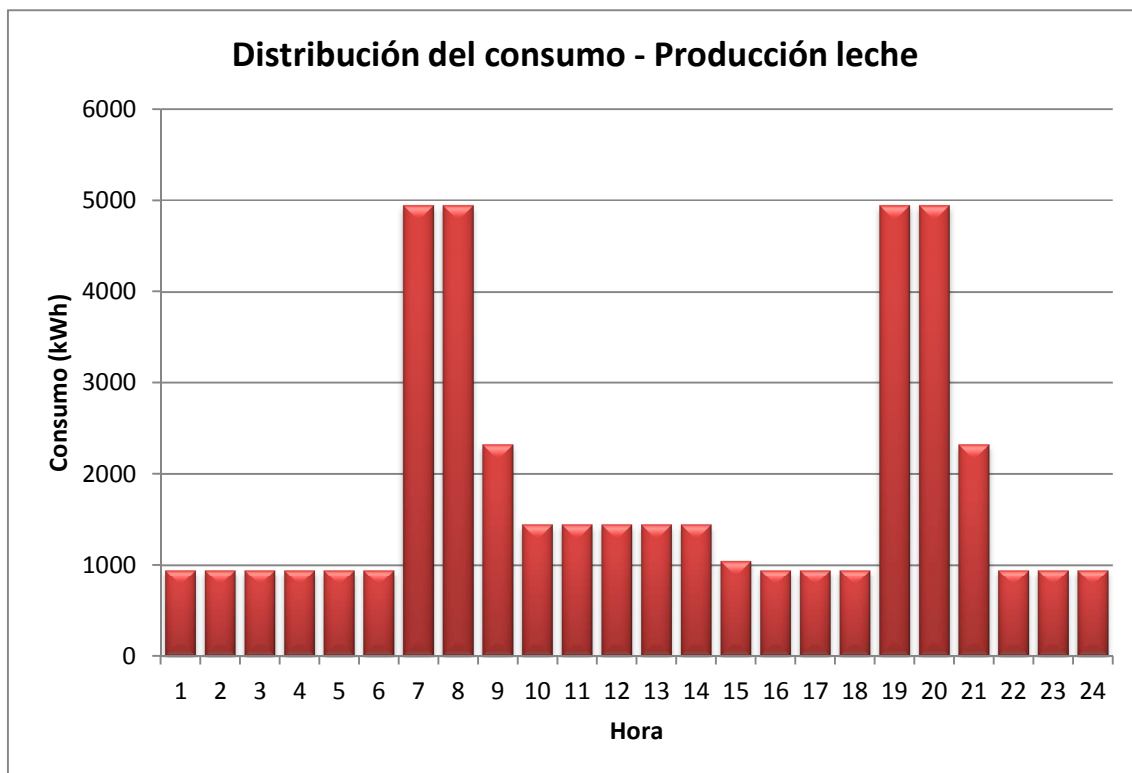
## CONSUMO DURANTE LOS DÍAS DE PRODUCCIÓN DE LECHE

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Descripción	Potencia (W)	min/hora	Hora																							
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Cámara de refrigeración	2650	0,33																								
Cinta de alimentación	1500	0,25																								
Iluminación aprisco	1000	1,00																								
Iluminación quesería	500	1,00																								
Envasadora al vacío	400	0,25																								
Tanque de enfriamiento	1000	0,06																								
Bomba de vacío	3000	1,00																								

<b>Potencia total (W)</b>	10050
<b>Potencia máxima simultanea (W)</b>	7650
<b>Consumo total diario (kWh)</b>	44,05





A continuación se muestra un calendario en el que se especifica para cada día del año qué tipo de consumo se realiza. Se observa que el periodo de producción va desde Febrero hasta Junio, y dentro de este se produce queso cada dos días. De esta forma se obtiene el consumo para cada mes.

## CALENDARIO DE PRODUCCIÓN

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Enero	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Febrero	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Marzo	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Abril	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Mayo	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Junio	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q	L	L	Q

	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>
<b>Julio</b>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>
<b>Agosto</b>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>
<b>Septiembre</b>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

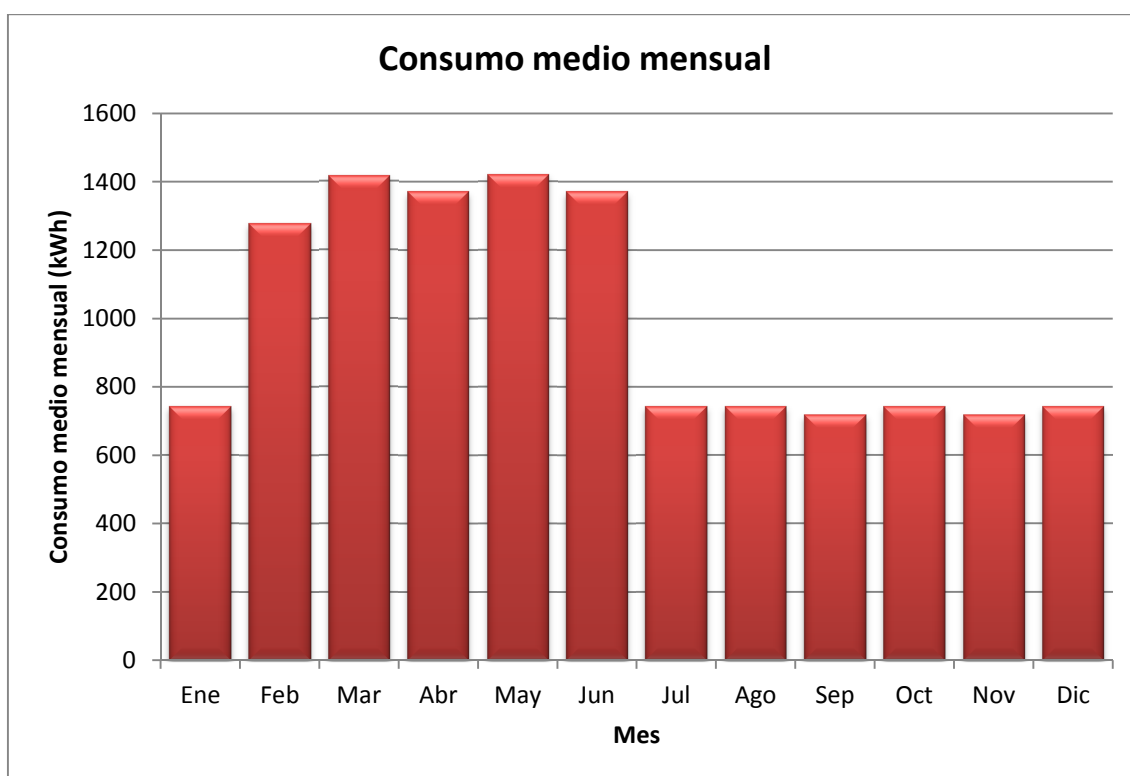
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>
<b>Octubre</b>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Noviembre	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>
<b>Diciembre</b>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

A través de la información anterior se calcula el consumo medio mensual:

Mes	Consumo total (kWh)
<b>Ene</b>	742
<b>Feb</b>	1279
<b>Mar</b>	1416
<b>Abr</b>	1372
<b>May</b>	1421
<b>Jun</b>	1372
<b>Jul</b>	742
<b>Ago</b>	742
<b>Sep</b>	719
<b>Oct</b>	742
<b>Nov</b>	719
<b>Dic</b>	742





### 1.5.5. Características de una instalación solar fotovoltaica

En el presente apartado se procede a describir el funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red, así como el de los componentes de las mismas.

Un sistema fotovoltaico transforma la energía solar en corriente eléctrica. Podemos clasificar los sistemas fotovoltaicos en:

- Sistemas fotovoltaicos aislados de red eléctrica
- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos aislados están diseñados para abastecer, directamente o mediante acumulación, las cargas eléctricas, en zonas en las que no hay red eléctrica.

La energía solar llega a la Tierra de una forma variable, no sólo respecto al día y la noche, sino también a la época del año, condiciones meteorológicas, etc. Algunas de estas variaciones son perfectamente predecibles, como las estaciones o la duración de la noche, pero no ocurre así con la nubosidad, que es mucho más aleatoria, lo que hace necesario la utilización de acumuladores o baterías capaces de alimentar el consumo previsto inicialmente durante los días que dure la perturbación.

No siempre existe la necesidad de acumular la energía. Por ejemplo, en el caso del bombeo de agua, se puede realizar sin acumulación en baterías (se bombea agua cuando la radiación solar llega a los paneles fotovoltaicos).

Por todo ello, los sistemas fotovoltaicos aislados se pueden clasificar en:

- Sistemas con acumulación
- Sistemas sin acumulación

La solución adoptada para la quesería se trata de un sistema aislado con acumulación en baterías. A continuación, se detalla el funcionamiento de este tipo de sistemas y los componentes que lo forman.

#### Sistema fotovoltaico aislado con acumulación.

En primer lugar, se procede a describir cada uno de los componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado de red con acumulación. Algunos de los componentes no siempre son necesarios, por lo que solamente se describirán aquellos que vayan a emplearse en el presente proyecto.

- *Células y módulos fotovoltaicos*

La célula fotovoltaica es un dispositivo capaz de convertir la luz en electricidad de una forma directa e inmediata. Normalmente, las células

fotovoltaicas más utilizadas son las formadas por una unión  $p-n$  y construidas a base de silicio monocristalino. No obstante, existen diversos procedimientos y tipos de materiales que se usan para la construcción de las células. A continuación, se realiza una breve descripción de algunas de estos materiales.

**Células de arseniuro de galio:** son quizá estas células fotovoltaicas las más indicadas para la fabricación de módulos, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27%-28% en su versión monocristalina. El problema principal radica en que este material es raro y poco abundante, hecho por el cual no se ha empezado su manipulación hasta hace relativamente poco tiempo, estando su tecnología poco avanzada y con costes elevados.

En definitiva, las células de arseniuro de galio presentan unas buenas características, pero su uso se ve limitado por el elevado coste de producción de este material, que hace, por el momento, que su precio no resulte competitivo frente a las tecnologías actualmente utilizadas.

**Células de silicio policristalino:** Son aquellas obtenidas a partir de procesos que no necesitan un control exhaustivo de la temperatura en la solidificación del material de silicio, ni tampoco un crecimiento controlado de su red cristalina. Se les da el nombre de policristalinas, ya que la solidificación no se hace en un solo cristal sino en múltiples. A pesar de ello, el precio de estas células difiere poco o nada respecto a las células de silicio monocristalino, mientras que su rendimiento es menor.

**Células de silicio amorfo:** La gran ventaja de la utilización del silicio amorfo para la fabricación de células fotovoltaicas radica en el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser 50 veces más fino que el equivalente fabricado en silicio monocristalino. El coste de fabricación es inferior al resto de tecnologías, como consecuencia del poco material que se emplea y la facilidad de su fabricación en masa. Sin embargo, sus rendimientos son muy inferiores en comparación con las células de silicio monocristalino.

**Células de silicio monocristalino:** las células fotovoltaicas más usadas en la actualidad son las de silicio monocristalino. Sus rendimientos son altos en comparación con el resto de tecnologías.

A continuación, se muestra el circuito equivalente de una célula solar

### Parámetros de una célula solar

La curva intensidad-tensión (I-V) que define el comportamiento de una célula fotovoltaica está representada en la siguiente figura.

En dicha figura se pueden ver los parámetros típicos que definen una célula. Son los siguientes:

#### *Intensidad de cortocircuito, $I_{cc}$*

Es aquella que se produce a tensión cero, pudiendo ser medida directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula solar. Su valor varía en función de la superficie y de la radiación luminosa a la que la célula es expuesta.

#### *Tensión de circuito abierto, $V_{oc}$*

Es la tensión que podemos medir al no existir una carga conectada y representa la tensión máxima que puede dar una célula. Su medida se realiza simplemente conectando un voltímetro entre sus bornes.

#### *Potencia pico, $W_p$*

Es la potencia máxima que puede suministrar una célula, y está determinada por el punto de la curva I-V donde el producto de la intensidad producida y la tensión es máximo.

#### *Factor de forma, $FF$*

Se define mediante la expresión:

$$FF = \frac{I_p V_p}{I_{cc} V_{oc}}$$

El factor de forma siempre será un valor más pequeño que la unidad, u la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor de factor de forma a dicha cifra.

#### *Eficiencia de conversión o rendimiento*

Por último, otro parámetro que define la calidad de una célula fotovoltaica es el rendimiento o eficiencia de conversión:

$$\eta = \frac{W_p}{W_r}$$

donde,

$W_p$ : potencia pico de la célula solar

$W_r$ : potencia de la radiación incidente sobre la superficie solar

Tal y como se muestra en el siguiente gráfico, la tensión en los bornes de una unión  $p-n$  varía en función de la temperatura, pero a un determinado valor de esta última, dicha tensión permanece constante.

La corriente suministrada por una célula solar a un circuito exterior es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

Dos parámetros definen lo comentado con respecto a la variación con la temperatura:

$\alpha$ : Variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura

$\beta$ : Variación del voltaje de circuito abierto con la temperatura.

Un módulo o panel fotovoltaico es un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

#### - **Acumuladores**

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga. Si este tiempo es muy corto, la capacidad de la batería disminuye, mientras que si el tiempo de descarga aumenta haciéndose ésta lenta, la capacidad de la batería aumenta.

#### - **Reguladores de carga**

Un regulador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador a la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento, en estado de flotación, del grupo de baterías.

- **Convertidor CC/CA**

Los convertidores de corriente continua-alterna, también llamados inversores u onduladores, son dispositivos que convierten la corriente continua de una batería en corriente alterna. Su uso vendrá determinado por el tipo de cargas que se posean. En el presente proyecto presenta cargas de CA, por lo que será imprescindible la instalación de un inversor.

- **Estructura de soporte**

Otro de los elementos importantes de un sistema solar fotovoltaico es la estructura de soporte, que asegura un buen anclaje del generador solar, a la vez que proporciona no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación.

## 1.6. Análisis de soluciones

A continuación, se plantean las alternativas que solucionan el problema de la generación eléctrica. Tras estudiar dichas alternativas, se seleccionará la que se considere más apropiada según los siguientes criterios:

- Exigencias y preferencias del cliente
- Disponibilidad de datos climáticos
- Fiabilidad de los datos climáticos
- Coste de instalación del sistema
- Coste de operación y mantenimiento
- Impacto ambiental
- Corte de energía

Para cada una de las alternativas, estos criterios se valorarán de 1 al 5, siendo 5 la mejor puntuación posible. Cada uno de los criterios tiene un peso diferente, por lo que, una vez realizada la media ponderada, la alternativa con mayor valor será la alternativa elegida.

A continuación, se especifica el significado de cada uno de los criterios y el peso de cada uno a la hora de seleccionar la alternativa adecuada.

**Exigencias y preferencias del cliente (30%):** se debe tener en cuenta las preferencias del cliente a la hora de seleccionar la alternativa adecuada. Para cuantificar este criterio, se ha preguntado directamente al cliente sobre sus preferencias. En el caso de que el cliente rechace alguna de las alternativas, esta será eliminada directamente sin tener en cuenta el resto de factores.

**Disponibilidad de datos climáticos (10%):** a la hora de dimensionar un sistema de energías renovables, es fundamental poseer una serie de datos climáticos suficientemente larga y lo más completa posible. La disponibilidad de más o menos datos de climáticos se valorará a través de este criterio.

**Fiabilidad de los datos climáticos (10%):** por fiabilidad no solamente se entiende lo fiable que es la fuente de datos climáticos, sino también la distancia a la que se han realizado las mediciones, errores de medición, etc.

**Coste de instalación del sistema (20%):** este criterio cuantifica el coste de instalación de cada una de las alternativas. Cuanto mayor sea este criterio, menor será el coste de instalación de la alternativa en cuestión.

**Coste de operación y mantenimiento (5%):** este criterio cuantifica el coste de operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema. Cuanto mayor será este criterio, menor será el coste de operación y mantenimiento de la alternativa en cuestión.

Nota: para la evaluación de los costes de las diferentes alternativas, se ha utilizado el software HOMER.

**Impacto ambiental (10%):** a pesar de que actualmente el consumo de fuentes no renovables no está penalizado económicamente, y tampoco el uso de energías renovables está bonificado, se valorará el impacto ambiental que produce cada una de las alternativas. Cuanto mayor sea el valor de este criterio, menor será el impacto que produce la alternativa.

**Corte de energía (15%):** este criterio cuantifica la probabilidad de que haya un corte de suministro de energía eléctrica para la alternativa dada. Cuanto mayor sea el valor de este criterio, menor será la probabilidad de que haya un corte de suministro.

Actualmente la generación de electricidad se realiza a través de un generador diesel. Las alternativas que se plantean para la generación de la corriente eléctrica necesaria para el funcionamiento de la quesería son:

- **Alternativa 1.1 - Conexión a la red eléctrica:** esta alternativa consiste en derivar una línea eléctrica desde Salvatierra/Agurain hasta el emplazamiento de la quesería.
- **Alternativa 1.2 - Instalación solar fotovoltaica aislada sin sistema de generación auxiliar:** esta alternativa consiste en realizar una instalación solar fotovoltaica con acumulación en baterías. La totalidad del consumo debe ser suministrado a través del sistema fotovoltaico, al no poseer ningún sistema de generación auxiliar.
- **Alternativa 1.3 - Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar:** esta alternativa es semejante a la anterior, pero en la cual se instala un generador diesel auxiliar, con el fin de reducir el banco de baterías para la acumulación, y evitar la parada del sistema en el caso de un periodo prolongado sin radiación solar.
- **Alternativa 1.4 - Instalación híbrida fotovoltaica-eólica-generador:** esta alternativa consiste en utilizar varios sistemas de generación eléctrica.

A continuación, se estudiará cada una de las alternativas, y se valorará cada uno de los criterios.

- **Alternativa 1.1 - Conexión a la red eléctrica**

Esta alternativa queda descartada por exigencias del cliente, debido a que en la medida de lo posible, quiere evitar la dependencia externa de la energía eléctrica. Solamente en el caso de que el resto de alternativas no fueran económicamente viables, optaría por aplicar esta alternativa para sustituir el generador diesel actual. Por lo tanto, por el momento no se valoran el resto de criterios.

- **Alternativa 1.2 - Instalación solar fotovoltaica aislada sin sistema de generación auxiliar**

Esta alternativa es la favorita del cliente. Se dispone de una base de datos de irradiancia diezminutal de 8 años (2003-2010). Los datos de los dos últimos años de la serie (2009-2010) provienen de una estación meteorológica diferente a la de los seis primeros. Los datos de los primeros años son menos completos y fiables que los de los dos últimos. El impacto ambiental de esta alternativa es mínimo, al no usar un sistema de generación auxiliar, sin embargo, el coste de instalación se encarece debido a que hay que sobredimensionar el sistema de acumulación (mayor número de días de autonomía) para asegurar el funcionamiento. Por otro lado, la probabilidad de corte de suministro es el mayor de todos los sistemas, al no poseer un sistema de generación auxiliar en el caso de un periodo continuado sin radiación solar.

- **Alternativa 1.3 - Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar**

Esta alternativa es satisfactoria para el cliente, pero no tanto como la anterior, debido a la dependencia de un generador diesel para que el sistema funcione correctamente. El coste de instalación del sistema es menor, debido a que el sistema de acumulación se reduce notablemente al utilizar un generador auxiliar. Sin embargo, el coste de operación aumenta por el coste del gasóleo. De todas las alternativas es la que mayor impacto ambiental directo tiene, debido al uso del generador diesel. Sin embargo, este impacto sigue siendo bajo, ya que este solo funcionará durante algunos días de los meses más desfavorables.

- **Alternativa 1.4 - Instalación híbrida fotovoltaica-eólica-generador**

Esta alternativa es igual de satisfactoria para el cliente respecto al anterior, siempre y cuando no suponga un aumento de coste significativo. La fiabilidad de los datos de velocidad del viento es baja, debido a que la medición de los mismos no se ha realizado sobre el emplazamiento.

Criterio	Peso (%)	A 1.1	A 1.2	A 1.3	A 1.4
<b>Exigencias y preferencias del cliente</b>	30	-	5	4	4
<b>Disponibilidad de datos climáticos</b>	10	-	4	4	4
<b>Fiabilidad de los datos climáticos</b>	10	-	4,5	4,5	1
<b>Coste de instalación del sistema</b>	20	-	1	4	5
<b>Coste de operación y mantenimiento</b>	5	-	4,5	3,5	3
<b>Impacto ambiental</b>	10	-	5	4	4
<b>Corte de energía</b>	15	-	1	5	5



Alternativa	Puntuación
A 1.1	-
A 1.2	3,4
A 1.3	4,2
A 1.4	4

Por lo tanto, se escoge la *Alternativa 1.3 - Instalación solar fotovoltaica aislada con sistema de generación auxiliar*.

A continuación se plantean las alternativas para la ubicación del sistema fotovoltaico:

- **Alternativa 2.1 - Sistema fotovoltaico sobre suelo:** esta alternativa consiste en realizar la instalación fotovoltaica sobre el terreno de la parcela en la que se encuentra la quesería.
- **Alternativa 2.2 - Sistema fotovoltaico sobre cubierta:** esta alternativa consiste en realizar la instalación fotovoltaica sobre la cubierta de uno o ambos edificios.

Al disponer una superficie útil de cubierta orientada hacia el sur suficientemente grande, y por preferencias del cliente, se selecciona la *Alternativa 2.2 – Sistema fotovoltaico sobre cubierta*.

Al disponer de dos edificios cada uno con sus cargas surgen dos alternativas.

- **Alternativa 3.1 - Sistema fotovoltaico único:** consiste en realizar una única instalación sobre uno de los edificios, y realizar el cableado para abastecer las cargas de ambos edificios.
- **Alternativa 3.2 - Sistema fotovoltaico independiente:** consiste en realizar una instalación independiente para cada uno de los edificios.

Se descarta la *Alternativa 3.2*, debido a que la quesería posee una orientación Norte-Sur, por lo que ninguna de las aguas de la cubierta queda orientada hacia el sur. Dicho esto, se selecciona la *Alternativa 3.1 – Sistema fotovoltaico único*.

#### 1.6.1. Solución adoptada

Para solucionar el problema de suministro eléctrico de la quesería, se va a realizar una instalación fotovoltaica aislada con sistema de acumulación. Los módulos se situarán sobre la cubierta del aprisco. Se conectará al sistema un generador diesel auxiliar para evitar la parada del sistema y el sobredimensionamiento del acumulador. Por último, se instalará un inversor de corriente, para poder alimentar las cargas AC.

## 1.7. Resultados finales

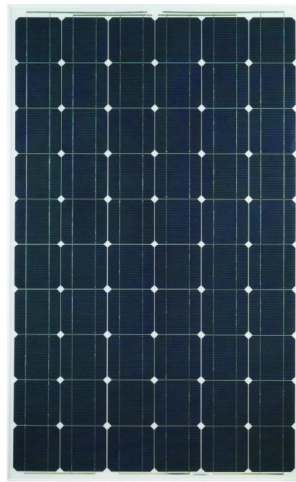
En el presente apartado se describe el desarrollo de la solución adoptada. Los cálculos realizados se encuentran en los anexos de este proyecto.

### 1.7.1. Componentes del sistema fotovoltaico

A continuación se muestra una descripción de los componentes seleccionados para el proyecto. La selección de los mismos se ha realizado en el *Anexo 4 – Dimensionado del sistema fotovoltaico mediante PVSYST*.

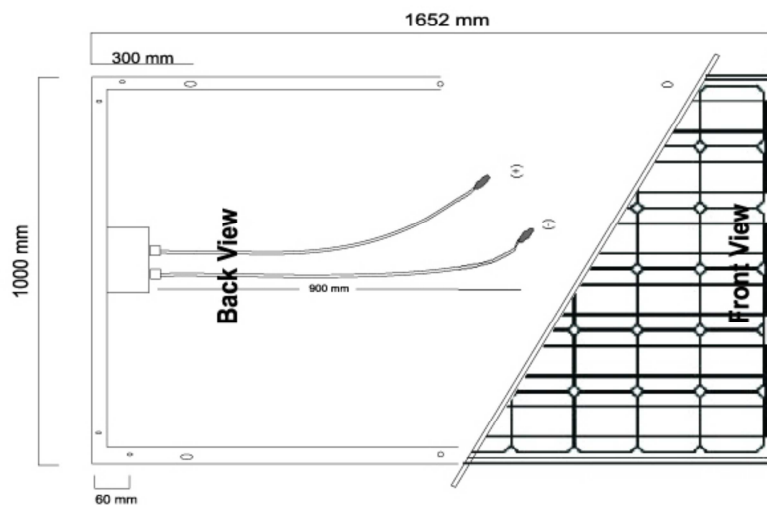
#### 1.7.1.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico que se ha seleccionado es: Hanwha SolarOne SF-220-30M

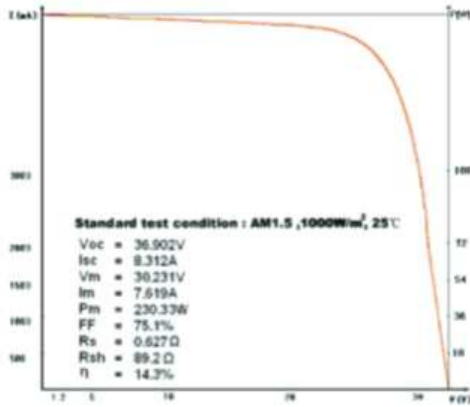


Las características del módulo, obtenidas a través del catálogo del fabricante son las siguientes:

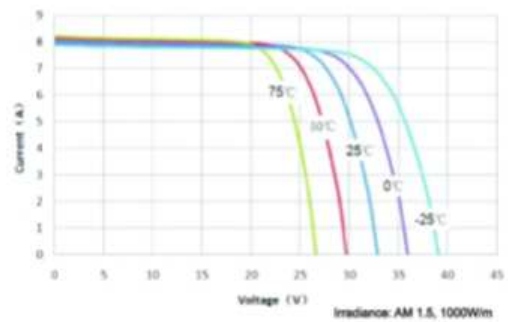
#### Dimensiones



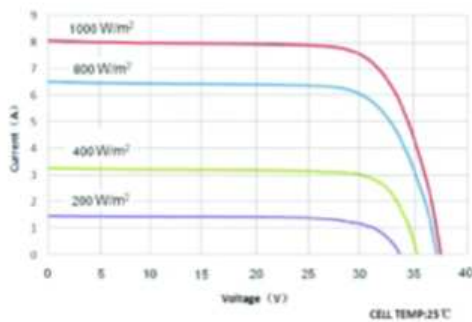
## IV CURVAS



### Temperaturas Varias



### Niveles Varios de Irradiación



A continuación, se muestran las características detalladas del módulo, obtenidas a través del programa PVSYST. Se ha comprobado que los valores coinciden con lo del catálogo del producto.

### Características de un módulo FV

Fabricante, modelo : **Hanwha SolarOne, SF 220-30-M210**

Disponibilidad : Prod. desde 2009

Origen de datos : Manufacturer 2010

<b>Potencia STC (fabricante)</b>	<b>Pnom</b>	<b>210 Wp</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Si-mono</b>
Dimensiones módulo (LxA)	1.000 x 1.652	m <sup>2</sup>	Superficie bruta módulo	Smódulo 1.65 m <sup>2</sup>
Cantidad de células	1 x 60		Sup. sensible	Scélulas N/A m <sup>2</sup>

**Especificaciones para el modelo (fabricante o datos de medida)**

Temperatura de referencia	TRef	25 °C	Irradiancia de referencia	GRef	1000 W/m <sup>2</sup>
Tensión de circuito abierto	Voc	36.4 V	Corriente de cortocircuito	Isc	7.80 A
Tensión punto potencia máx	Vmpp	29.8 V	Corriente punto potencia máx	Impp	7.05 A
=> potencia máxima	Pmpp	210.1 W	Coef. de temp. Isc	?Isc	3.1 mA/°C

**Parámetros de modelo con un diodo**

Resistencia paral.	Rparal	200 ohm	Corriente saturación diodo	Io Ref	98 nA
Resistencia serie	Rserie	0.21 ohm	Coef. de temp. Voc	?Voc	-122 mV/°C
			Factor calidad diodo	Gamma	1.30
Coef. temp. Pmpp específica	?PmáxR	-0.50 %/°C	Coef. temp. en Gamma	muGamma	-0.001 1/°C

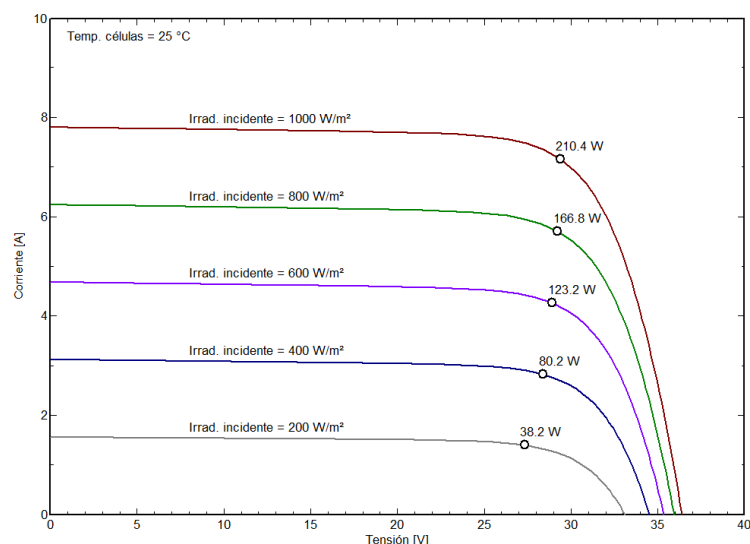
**Parámetros de Polarización Inversa, para comportamientos en sombreado parcial o mismatch**

Características inversas (oscuro)	BRev	3.20 mA/V <sup>2</sup>	(Factor cuadrático por célula)		
Cant. diodos bypass por módulo		3	Tensión directa diodos by-pass		-0.7 V

**Resultados modelo para las condiciones estándar (STC: T=25°C, G=1000 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5)**

Tensión punto potencia máx	Vmpp	29.4 V	Corriente punto potencia máx	Impp	7.16 A
Potencia máxima	Pmpp	210.4 Wc	Coef. de temp. potencia	?Pmpp	-0.50 %/°C
Eficiencia(/ Sup. módulo)	Efic_mód	12.7 %	Factor de forma	FF	0.741
Eficiencia(/ Sup. células)	Efic_cél	N/A %			

**Módulo FV: Hanwha SolarOne, SF 220-30-M210**



### 1.7.1.2. Baterías

La batería seleccionada es A600 SOLAR OPzS 3100 de la marca Sonnenschein. A continuación, se muestran sus características obtenidas a través del catálogo del fabricante y del programa PVSYST.



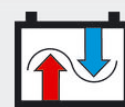
Nominal capacity  
294 – 3919 Ah



Single cell



Tubular plate



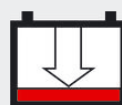
1600 cycles acc.  
to IEC 896-2



Recyclable



Valve regulated  
lead-acid  
batteries

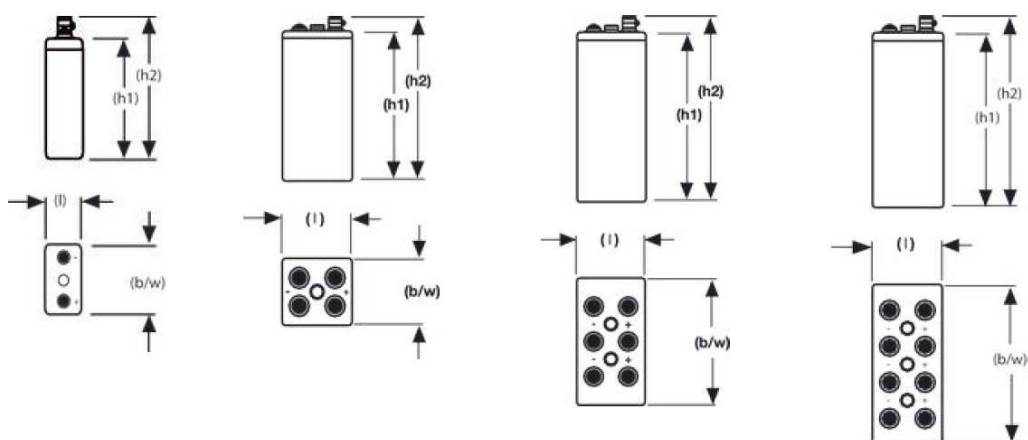


Proof against  
deep discharge



Maintenance-  
free (no topping-  
up)

#### Drawings with terminal position, terminal and torque



## Characteristics of a battery

Manufacturer, model : **Exide Classic, OPzS Solar 3100**

Data source : Datasheet 2011

File : Exide\_OPzS\_Solar\_3100.BTR of 01/05/11 12h00

### Remarks and Technical features

For PV and wind systems, low maintenance  
Tubular positive plates, robust and long life  
Translucid tank  
Screw connectors M8

Sizes: Width 215 mm  
Height 815 mm  
Depth 400 mm  
Weight 151.00 kg

### Basic parameters

	Lead-acid, vented, tubular	Per cell	Whole battery
Technology	Lead-acid, vented, tubular		
Number of cells	NCells		1 Cells
Nominal voltage	Vnom	2.0 V	2.0 V
Nominal capacity (at discharge rate of 10 hours)	Cnom	2317 Ah	4.63 kWh
Internal resistance	Int. Res.	0.2 mOhm	0 mOhm
Coulombic efficiency (without gassing)	Eff. I	97 %	

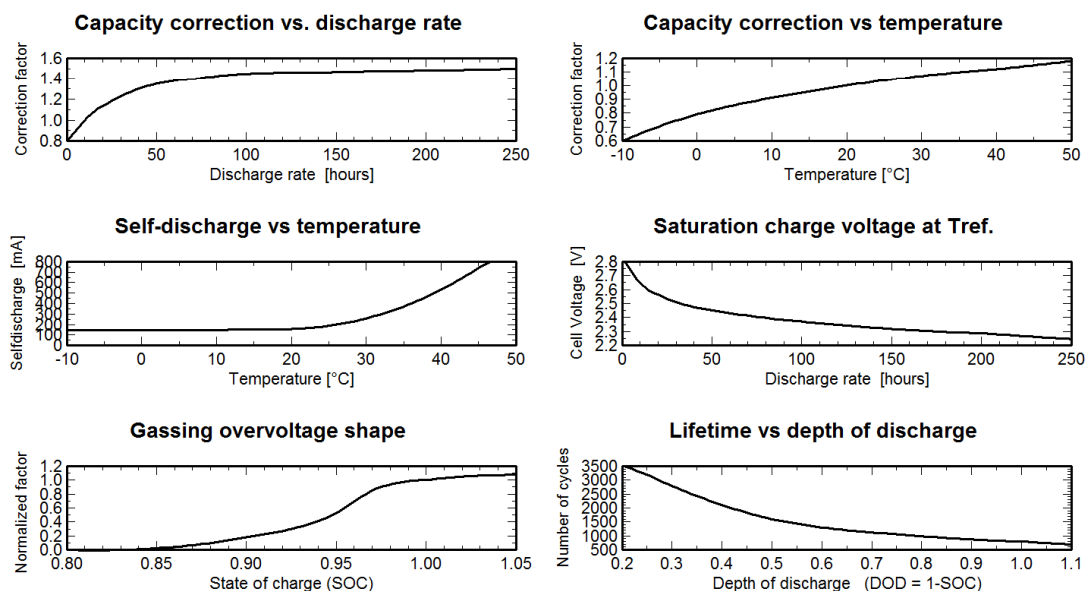
### Secondary parameters and model parameters

Linear part of the voltage Voc : intercept SOC=0	Alpha Voc	1.93 V	1.9 V
Linear part of the voltage Voc : slope vs SOC	Beta Voc	178 mV	0.18 V
Voltage temperature coefficient	mu Voc	-5.5 mV/°C	-5 mV/°C
Reference temperature	T ref	25 C	
Self-discharge current at 20°C	Iself ref.	185.4 mA	133.4 Ah/month

### Physical characteristics

Sizes (W x H x D) 0.21 x 0.81 x 0.40 m x m x m  
Weight 151 kg

### Complementary specifications for model behaviour



### 1.7.1.3. Regulador de carga

El regulador de carga se ha seleccionado en base a la tensión nominal (120V), a la corriente pico (100A) que se produce en el sistema.

El regulador seleccionado es: Solener Isotel 120A



### 1.7.1.4. Inversor

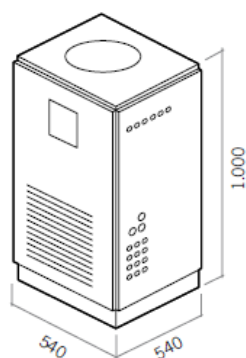
El inversor seleccionado es: Ingecon® Hybrid monofásico 10.

Para la selección se ha tenido en cuenta la potencia del inversor necesaria (10kW), la tensión nominal del sistema (120 V), la tensión de salida (230 V) y frecuencia (50 Hz). También, se ha tenido en cuenta otros parámetros como la eficiencia máxima del inversor. A continuación, se muestran sus características:



## Dimensiones y peso (mm)

**IngecorHybrid**  
10 110 kg.



Modelo	IngecorHybrid
<b>Entrada fotovoltaica</b>	
Potencia	10 kW
<b>Entrada de baterías</b>	
Tensión nominal	120 Vdc
Máxima corriente del banco	100 A
<b>Entrada auxiliar</b>	
Gestión automática de un generador eléctrico	
Carga de baterías desde la entrada auxiliar	
<b>Salida</b>	
Potencia nominal	10 kVA
Tensión de salida	220 - 250 Vac monofásica
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz
THD	<4%
Coseno Phi	de -1 a 1
<b>Rendimiento</b>	
Eficiencia	>93%
<b>Datos generales</b>	
Temperatura funcionamiento	-10°C a +45 °C
Grado de protección	IP 20
Referencias normativas	Marcado CE



#### **1.7.1.5. Generador auxiliar**

No se va a adquirir un nuevo generador auxiliar, debido a que el que posee el cliente tiene suficiente potencia (15kW) para cubrir las necesidades de la instalación, y es apto para adaptarse a la misma.

#### **1.7.1.6. Estructura de soporte**

El soporte elegido para la instalación es: Sun Technics STG 80.

Tal y como se exige en el Pliego de Condiciones Técnicas del presente proyecto, todos los componentes del soporte se fabrican con materiales de alta calidad como el aluminio y el acero inoxidable, que garantizan su alta resistencia a la corrosión y la máxima durabilidad.

STG 80 es un sistema universal para el montaje de módulos fotovoltaicos sobre tejados inclinados. Su tecnología de perfiles telescópicos permite un dimensionamiento de la instalación con precisión de milímetros, sin necesidad de cortes. El alto índice de premontaje y el sistema de conexiones Quickstone facilitan y aceleran la instalación, que apenas precisa herramientas.

La construcción de la STG 80 cumple la normativa DIN 1055, que regula las cargas estáticas en el sector de la construcción. Con ello, queda garantizado un sólido anclaje en el tejado, incluso con fuerzas de viento extremadamente altas y está dimensionada para soportar grandes cargas de nieve.

Este soporte permite:

- Inclinaciones de 15° a 60°.
- Altura máxima del edificio hasta 20 metros.
- Ordenación de los módulos en filas o columnas
- Colocación de los módulos: vertical, horizontal.
- Compensación máxima de altura hasta 38 mm.
- Distancia entre ganchos hasta 2500.

#### **1.7.1.7. Cableado**

Los cables seleccionados son: Prysmian P-SUN SP.

Son cables de cobre especiales para instalaciones solares fotovoltaicas, que se ajustan a lo prescrito en la norma UNE 20460.

Tensión nominal:  
Norma diseño:

0,6/1 kV (1,8 kV tensión continua)  
DKE/VDE AK 411.2.3

## P-SUN SP

Para uso en instalaciones fotovoltaicas

Precios en € por 1000 m

Cable de cobre flexible de 0,6/1 kV (máximo 1,8 kV en tensión continua) resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas. Con aislamiento de goma EI6 y cubierta cero halógenos EM5. Libre de halógenos, no propagador de la llama, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Diseñado según DKE/VDE AK 411.2.3. Tipo P-Sun SP.



Reducida emisión  
de gases tóxicos  
NFC 20454



Libre  
de halógenos  
UNE-EN 50267-2-1



No propagación  
de la llama  
UNE-EN 60332-1-2



Baja emisión  
de humos opacos  
UNE-EN 61034-2



Nula emisión  
de gases  
corrosivos  
UNE-EN 50267-2-2



Resistencia a los  
rayos ultravioleta



Resistencia a la  
absorción  
del agua



Resistencia  
al frío



Resistencia a  
los golpes



Resistencia a las  
grasas y aceites



Resistencia a los  
agentes químicos



Resistencia a la  
abrasión



Cable flexible

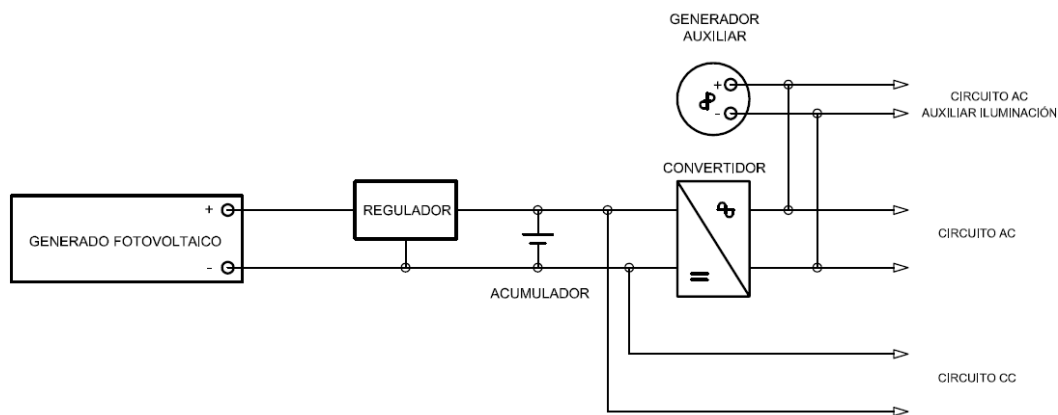


Suministro  
en bobinas

## 1.7.2. Descripción de la instalación fotovoltaica

A continuación se procede a la descripción de la instalación solar fotovoltaica

### 1.7.2.1. Esquema de funcionamiento



El sistema consta de tres circuitos:

- *Circuito de corriente continua:* este circuito alimenta las lámparas tanto de la quesería como del aprisco.
- *Circuito de corriente alterna:* este circuito alimenta todas las cargas AC, a excepción de las lámparas de iluminación auxiliar.
- *Circuito de corriente alterna para la iluminación auxiliar:* este circuito alimenta la iluminación auxiliar AC.

El generador fotovoltaico alimenta el acumulador a través del regulador de carga. Si el acumulador se encuentra a un estado de carga superior a su profundidad de descarga admisible (70%), tanto la iluminación CC como las cargas AC se alimentarán a través de esta. En el caso de las cargas AC, previamente se convierte la corriente a través del inversor.

Si el acumulador alcanza la máxima profundidad de descarga, se pondrá en marcha el sistema de generación auxiliar. El generador auxiliar, además de alimentar las cargas AC, también alimentará la iluminación AC ya existente.

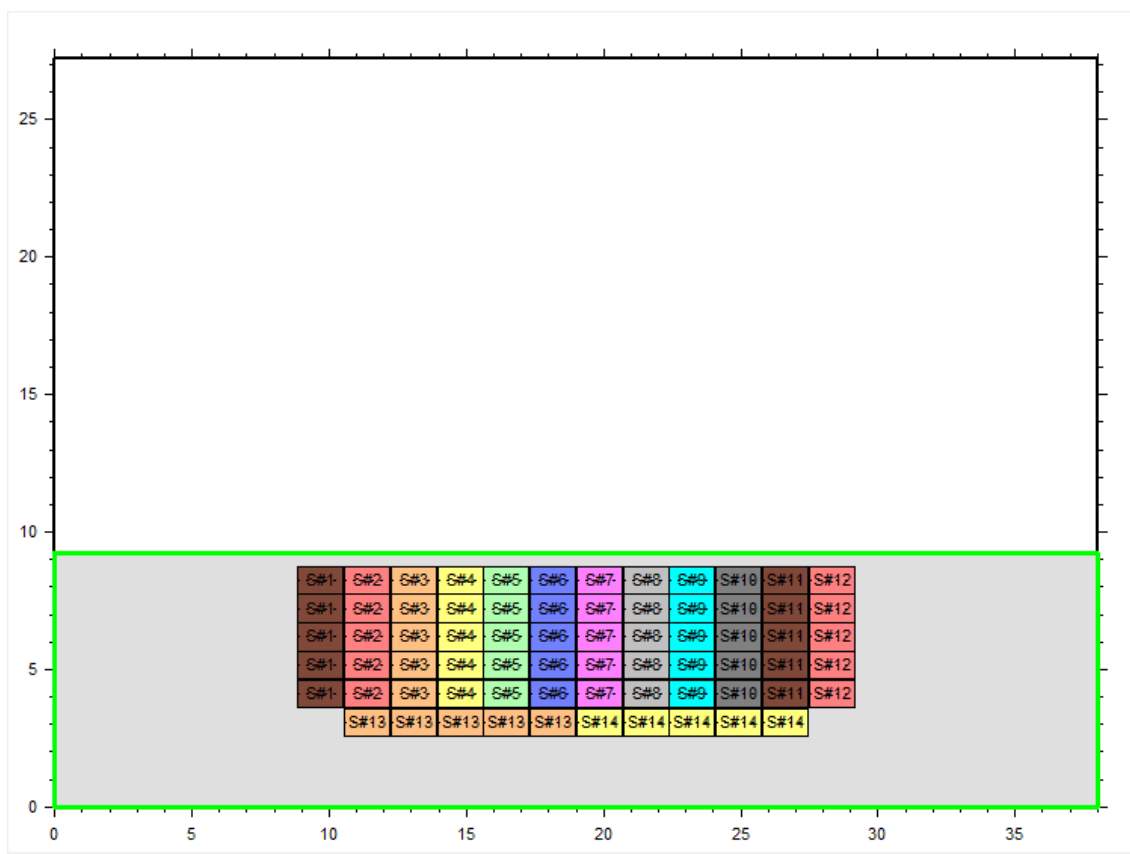
### 1.7.2.2. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está compuesto por 70 módulos de los anteriormente descritos:

- Módulos en serie: 5
- Módulos en paralelo: 14
- Tensión a 50 °C: 129 V
- Corriente pico: 100A
- Potencia nominal (STC): 14,7 kWp

El generador se instalará sobre la cubierta del aprico, en la vertiente orientada al sur, tal y como se indica en el *Plano N°2 – Posicionamiento del generador fotovoltaico en la cubierta sur del aprisco*. Para ello, se empleará la estructura de soporte ya mencionada.

La conexión en serie de los módulos se indica a continuación.



Para más detalle, consultar el *Plano N°4 – Interconexión de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico* en la cubierta del aprisco, en el que se especifica la interconexión de todos los componentes.

### 1.7.2.3. Acumulador

El sistema de acumulación está formado por 60 baterías de las anteriormente indicadas:

- *Baterías en serie:* 1
- *Baterías en paralelo:* 60

El acumulador se instalará en el *almacén 1* del aprisco, tal y como se muestra en el *Plano N°3 – Posicionamiento del acumulador, inversor y regulador de carga*.

La conexión de las baterías, así como el del conjunto del acumulador con el regulador de carga e inversor, se especifican en el *Plano N°4 – Interconexión de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico*.

### 1.7.2.4. Inversor y regulador de carga

El inversor, regulador de carga y generador auxiliar se situarán junto al acumulador en el *almacén 1*, tal y como se indica en el *Plano N°3 – Posicionamiento del acumulador, inversor y regulador de carga*. La interconexión con el resto de componentes se muestra en el *Plano N°4 – Interconexión de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico*.

### 1.7.2.5. Cableado

En cuanto al cableado, solamente se ha tenido en cuenta la interconexión de todos los componentes y el circuito CC. A continuación, se muestra la sección de conductor necesario para cada uno de los circuitos, calculados en el *Anexo 5 – Determinación del cableado*:

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)
Generador-Regulador	35	10
Regulador-Acumulador	16	2,5
Acumulador-Inversor	6	2
Circuito CC	2,5	100
Interconexión módulos	1,5	150
Interconexión baterías	1,5	30

## 1.8. Planificación

En la fase de planificación del proyecto se agrupa y sintetiza la información recogida en los capítulos anteriores. Se procede a exponer un plan orientativo práctico, que servirá a las entidades ejecutoras para llevarlo a cabo.

La planificación del proyecto es concreta y específica y deberá definir los objetivos y resultados que se quieren alcanzar así como las actividades a realizar, los recursos requeridos y su visualización en el tiempo.

El calendario de actividades es una herramienta metodológica que presenta las actividades del proyecto y que identifica su secuencia lógica, así como su interdependencia.

Código	Actividad	2011				2012			
		Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
A1	Compra del material								
A2	Transporte del material								
A3	Organización de los equipos de trabajo								
A4	Instalación de los módulos fotovoltaicos								
A5	Instalación del acumulador								
A6	Instalación del regulador de carga								
A7	Instalación del inversor								
A8	Cableado del sistema fotovoltaico								
A9	Comprobación del sistema fotovoltaico								
A10	Instalación del circuito CC								
A11	Comprobación completa del sistema								

A continuación se describen cada una de las actividades:

**A1 – Compra del material:** Se deberán adquirir todos y cada uno de los componentes especificados en el presente proyecto.

**A2 – Transporte del material:** El material adquirido se transportará al emplazamiento con el fin de realizar la instalación

**A3 – Organización de los equipos de trabajo:**

**A4 – Instalación de los módulos fotovoltaicos:** Se realizará la instalación de los módulos sobre cubierta y se realizarán las interconexiones.

**A5 – Instalación del acumulador:** Se realizará la instalación de las baterías y las interconexiones necesarias

**A6 – Instalación del inversor:** Se realizará la instalación del inversor.

**A7 – Instalación del regulador de carga:** Se realizará la instalación de carga de las baterías.

**A8 – Cableado del sistema fotovoltaico:** Se realizará la interconexión entre los diferentes tramos del sistema fotovoltaico, utilizando los cables con la sección oportuna, tal y como se indica en el proyecto.

**A9 – Comprobación del sistema fotovoltaico:** Se comprobará que todos los componentes del sistema fotovoltaico funcionan correctamente. En el caso de que haya errores, se identificarán y solucionarán los fallos antes de continuar con la instalación

**A10 – Instalación del circuito CC:** Se realizará la instalación del circuito de CC, que consta de una línea principal, y varias ramificaciones hasta las cargas ya instaladas.

**A11 – Comprobación del sistema fotovoltaico:** Se comprobará que el sistema funciona de la forma esperada. En el caso de que haya errores, se identificarán y solucionarán antes de dar la instalación por finalizada.

Pamplona, 1 de Septiembre de 2011

Daniel Santamaría Cabodevilla

# DOCUMENTO II – ANEXOS



## DOCUMENTO II – ANEXOS

ANEXO 1 – DETERMINACIÓN DE LAS COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR .....	62
--	----

ANEXO 2 – SISTEMA DE SEGUIMIENTO, INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	83
--	----

ANEXO 3 – PRE-DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	85
--	----

ANEXO 4 – DIMENSIONADO DEL SISTEMA MEDIANTE EL SOFTWARE PVSYST .....	91
--	----

ANEXO 5 – DETERMINACIÓN DEL CABLEADO .....	107
--	-----

## ANEXO 1 – DETERMINACIÓN DE LAS COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR

El objetivo del presente anexo es calcular las componentes de la radiación solar, con el fin de obtener la radiación recibida sobre una superficie inclinada (módulos FV). Los datos de partida para el cálculo son:

- Localización geográfica del emplazamiento
- Datos de irradiancia obtenidos en la estación meteorológica de Salvatierra.

La determinación de las componentes se realizará tanto para los datos diarios medios mensuales como para los horarios medios mensuales. En este último paso, se utilizarán tres modelos diferentes: Liu-Jordan, HDKR y Perez.

### **Datos diarios medios mensuales**

#### **Constante Solar**

La Constante Solar es la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera terrestre a la distancia media de la Tierra y el Sol en un plano perpendicular a la dirección de la radiación.

$$G_{SC0} = 1367 \text{ W/m}^2$$

La distancia entre la Tierra y el Sol varía a lo largo del movimiento de translación (y por lo tanto a lo largo del año) debido a la excentricidad de la órbita de la Tierra. Esta distancia puede ser descrita de forma aproximada en la siguiente ecuación:

$$r = r_0 \left[ 1 + 0,017 \sin \left( \frac{2\pi \cdot (d_n - 93)}{365} \right) \right]$$

donde,

r: Distancia entre el sol y la tierra para el día  $d_n$  (km)

$r_0$ : Distancia media entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de translación de la tierra =  $1,496 \cdot 10^8 \text{ km} = 1 \text{ UA}$

$d_n$ : Número de día del año

La correlación debida a la excentricidad de la elipse se calcula en la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right)$$

donde,

$\varepsilon_0$ : Relación entre la distancia media Sol-Tierra y la distancia Sol-Tierra para el día  $d_n$

$r$ : Distancia entre el sol y la tierra para el día  $d_n$

$r_0$ : Distancia media entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de translación de la tierra =  $1,496 \cdot 10^8$  km = 1 UA

$d_n$ : Número de día del año

Como la Constante Solar es medida a la distancia media de la Tierra y el Sol, y la esta distancia no es constante debido a la excentricidad de la órbita, debemos corregir este valor para cada día del año.

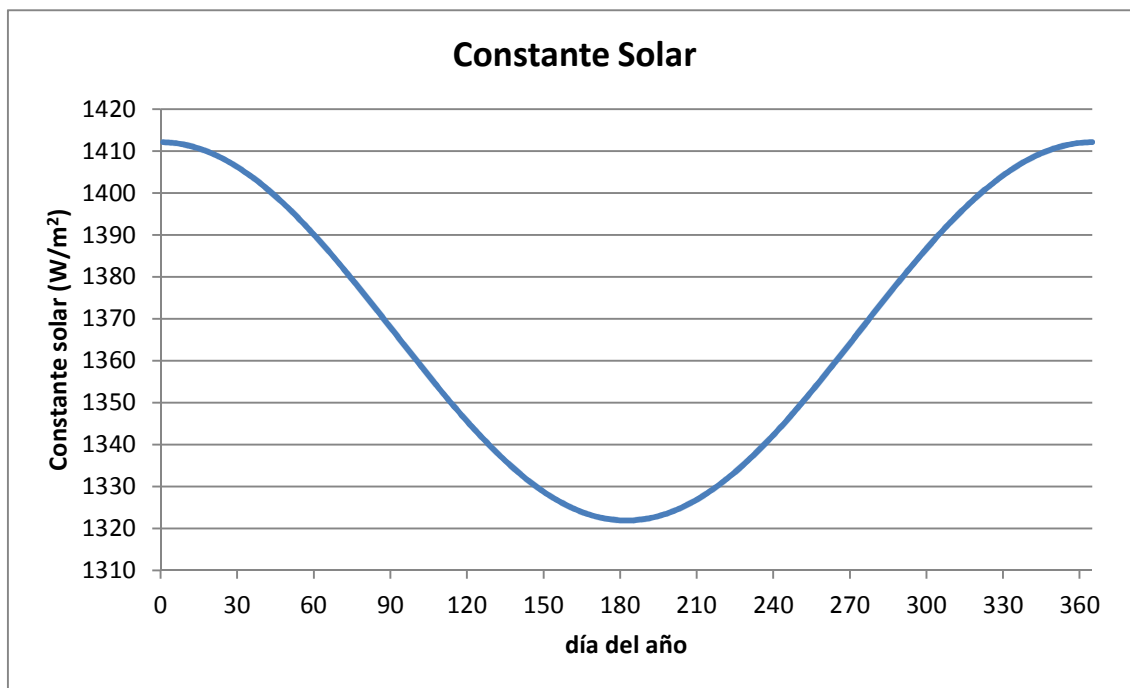
$$G_{ON} = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{2\pi d_n}{365}\right)$$

donde,

$G_{ON}$ : Constante solar ( $\text{W/m}^2$ ) =  $1367 \text{ W/m}^2$

$G_{SC}$ : Radiación solar extraterrestre medida en un plano normal a la radiación solar en el día  $n$  del año ( $\text{W/m}^2$ )

$d_n$ : Número de día del año



Como se están utilizando medias mensuales, debemos elegir un día para cada uno de los meses. Se podría utilizar el valor de  $d_n$  correspondiente al día medio de cada mes, sin embargo, es más correcto utilizar el valor de los *días promedio*, debido a que el promedio mensual de la irradiación se produce durante estos días.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$d_n$	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347

En la siguiente tabla se muestran los valores de la constante solar  $G_{ON}$  para cada mes:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$d_n$	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347
$G_{ON}$ (W/m²)	1410	1399	1380	1356	1336	1324	1323	1336	1357	1380	1400	1409

### Declinación solar

La Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, el cual es perpendicular al plano ecuatorial terrestre. El eje polar no es perpendicular al plano de la elíptica de translación de la tierra, sino que forma un ángulo de  $23,45^\circ$  con él. Este ángulo permanece constante a lo largo del año, sin embargo, el ángulo que forma el plano ecuatorial y la línea que une a la Tierra y el Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo es conocido como *declinación solar* y se calcula de forma aproximada gracias la siguiente ecuación:

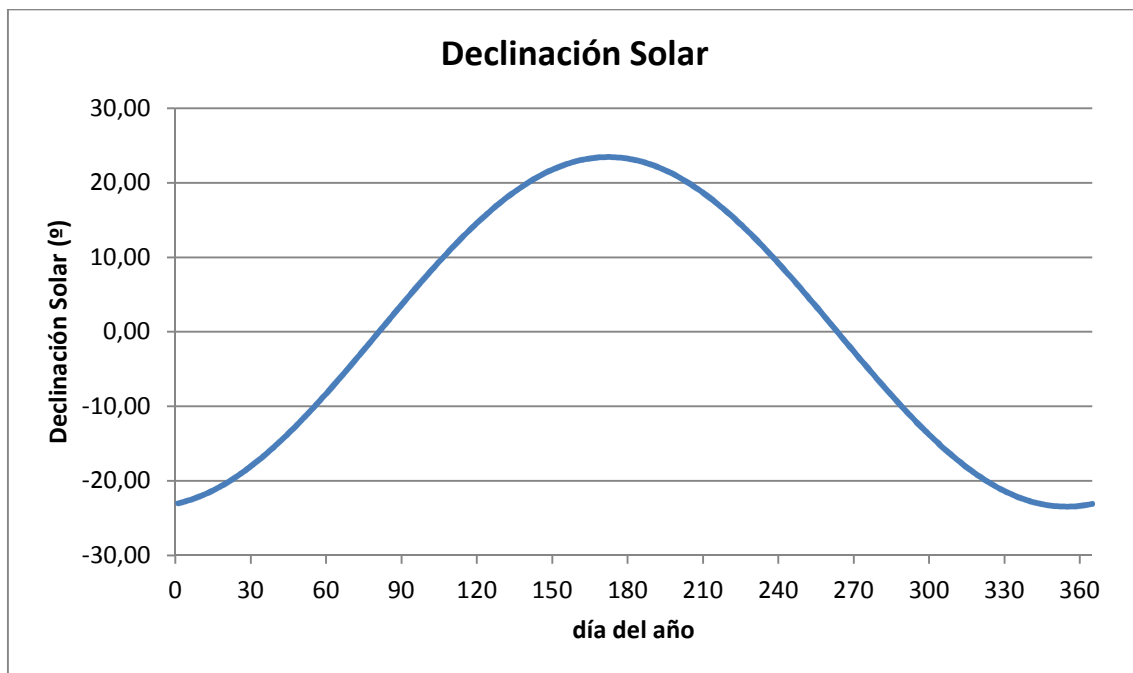
$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (d_n + 284)}{365}\right)$$

donde,

$\delta$ : declinación solar el día n del año

$d_n$ : número de día del año

En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día, aproximación válida para los cálculos implicados en los sistemas fotovoltaicos. Asimismo, se utiliza el criterio de signos que corresponde a considerar positivos los ángulos situados al norte del ecuador terrestre.



La declinación solar para cada mes se muestra en la siguiente tabla.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$d_n$	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347
$\delta$ (°)	-20,9	-13,6	-2,8	9,4	18,8	23,0	21,0	12,8	1,01	-11,0	-19,8	-23,2

### Elevación solar

La elevación es el ángulo que verticalmente forman el sol y la horizontal. En la salida y la puesta de sol este ángulo vale  $0^\circ$  y es máximo al mediodía solar (elevación solar del mediodía). La elevación solar del mediodía depende de la latitud  $\Phi$  y de la declinación solar  $\delta$ .

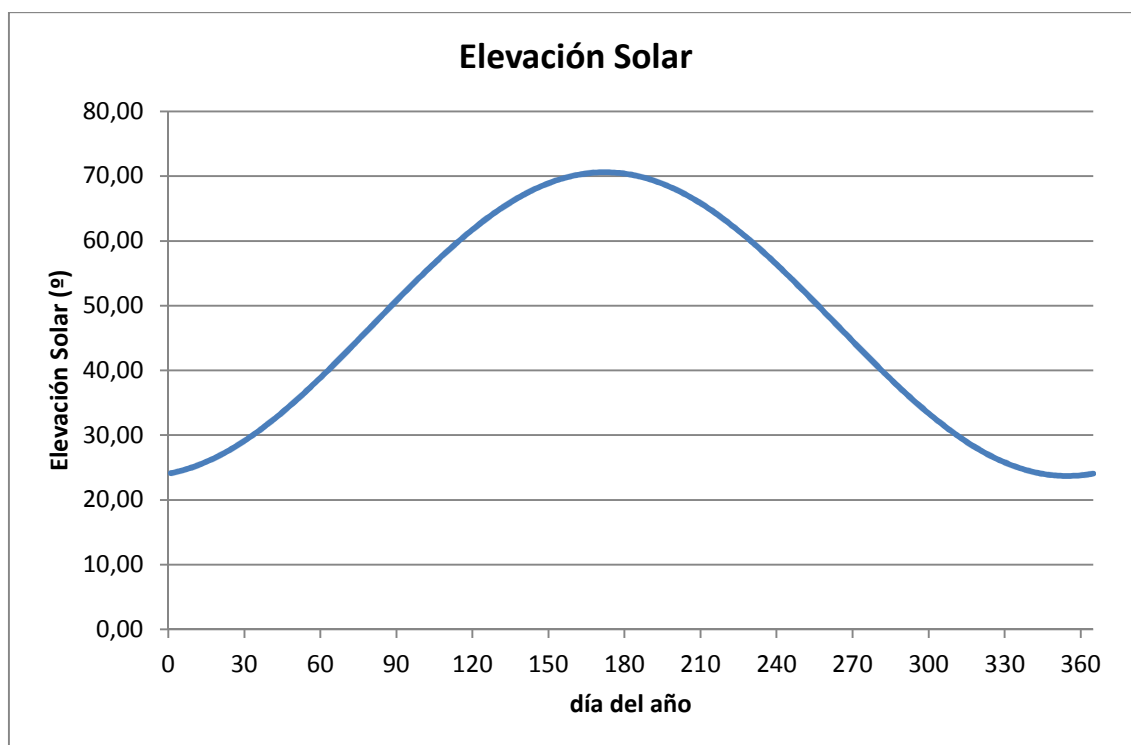
$$\gamma_s(\text{mediodía}) = 90^\circ - |\phi(^{\circ}) - \delta(^{\circ})|$$

donde,

$\gamma_s(\text{mediodía})$ : Elevación solar del mediodía (°)

$\varphi$ : Latitud ( $^{\circ}$ )

$\delta$ : Declinación solar ( $^{\circ}$ )



Utilizando los valores de la declinación solar ya calculados y la latitud del lugar ( $42,85^{\circ}$ ), se calcula la elevación solar del mediodía, que se muestra a continuación.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$d_n$	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347
$\gamma_s(\text{med}) (^{\circ})$	26,2	33,5	44,3	56,6	65,9	70,2	68,2	59,9	48,2	36,1	27,3	23,9

### Ángulo horario

El ángulo horario es el ángulo formado entre el sol y el meridiano del lugar. Se toma como origen del ángulo el mediodía solar, por lo que, hasta el mediodía el ángulo horario toma valores negativos, mientras que a partir de este toma valores positivos. Cada 24 horas se recorren  $360^{\circ}$ , por lo que cada hora representa  $15^{\circ}$ .

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
$\omega (^{\circ})$	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90

El ángulo horario del amanecer y del atardecer se caracteriza por tener una elevación solar nula. Además hay que tener en cuenta que desde los círculos polares ( $\varphi = \pm 66,55$ ) hasta los polos existen días del año en el que el sol siempre permanece por encima del horizonte y días en los que hay noches de 24 horas. Con la siguiente fórmula se obtiene el ángulo horario del amanecer y del atardecer (siguiendo el criterio de signos ya explicado)

$$\omega_s = \begin{cases} -\arccos(-\tan \delta \cdot \tan \phi) & \text{si } |\tan \delta \cdot \tan \phi| < 1 \\ -\pi & \text{si } -\tan \delta \cdot \tan \phi < -1 \\ 0 & \text{si } -\tan \delta \cdot \tan \phi > 1 \end{cases}$$

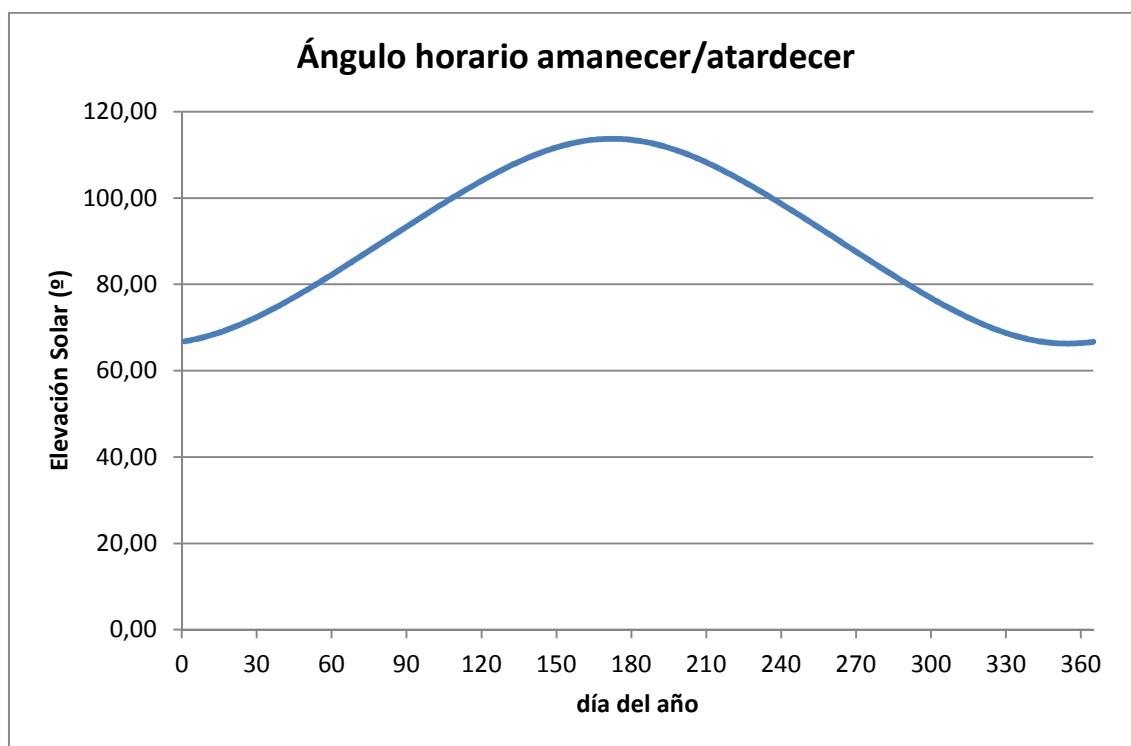
La duración de un día cualquiera en grados es  $2 \cdot |\omega_s|$  y como sabemos que 1 hora corresponde a  $15^\circ$ , podemos obtener el número de horas de sol:

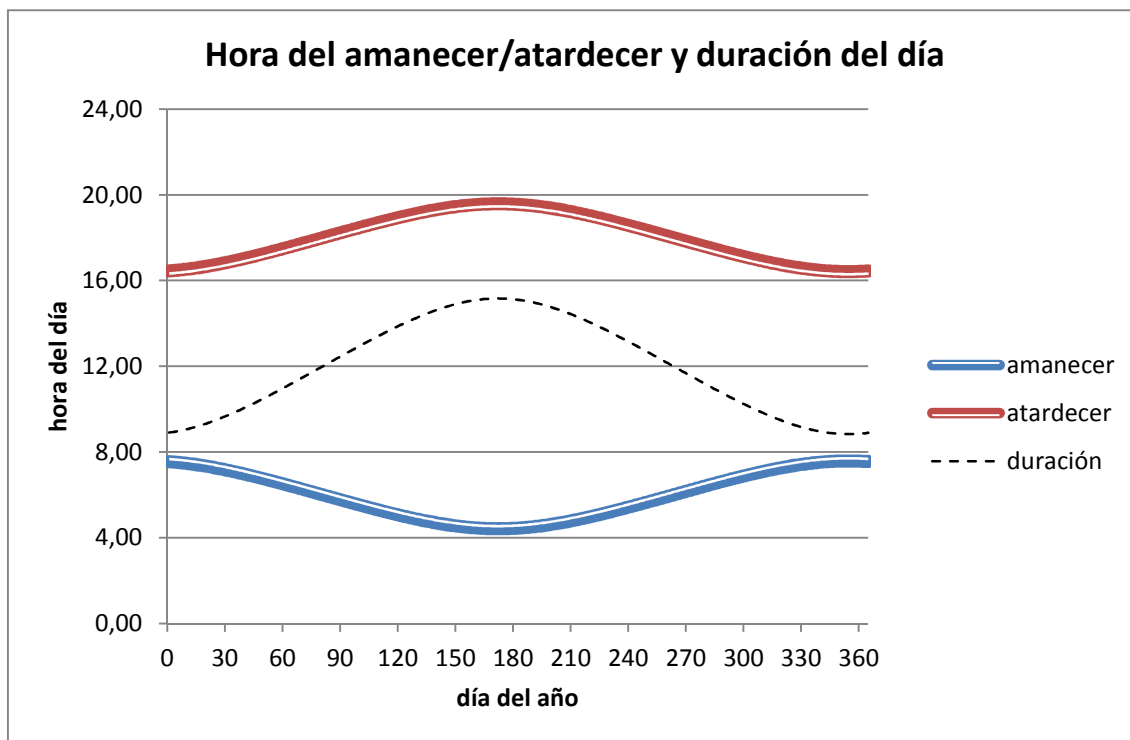
$$N = \frac{2 \cdot |\omega_s|}{15}$$

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\omega_s$ (°)	-69,2	-77,0	-87,4	-98,9	-108,4	-113,2	-110,9	-102,2	-90,9	-79,6	-70,5	-66,5
$t_{\text{ama}}$	7,4	6,9	6,2	5,4	4,8	4,5	4,6	5,2	5,9	6,7	7,3	7,6
$t_{\text{atar}}$	16,6	17,1	17,8	18,6	19,2	19,5	19,4	18,8	18,1	17,3	16,7	16,4
N	9,23	10,3	11,6	13,2	14,5	15,1	14,8	13,6	12,1	10,6	9,4	8,8

Si comparamos estos valores con los obtenidos en a través de la estación meteorológica de Salvatierra, observamos que el ajuste es muy bueno. En zonas montañosas podría ocurrir que el amanecer se retrasara o el atardecer se adelantara, produciendo una reducción de las horas de sol:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Inicio</b>	8	7	6	5	5	5	5	5	6	6	7	7
<b>Fin</b>	16	17	18	18	19	20	19	19	18	17	16	16
<b>Duración</b>	8	10	12	13	14	15	14	14	12	11	9	9





### Ángulo de inclinación y acimut de los módulos fotovoltaicos

El ángulo de inclinación es el ángulo formado entre el plano del módulo fotovoltaico y la horizontal.

El acimut es el ángulo, que sobre el plano horizontal forman la dirección hacia el ecuador terrestre y la proyección de la normal del módulo fotovoltaico. En nuestro caso, como la cubierta está orientada hacia el sur, el acimut de los paneles será 0 (que es la que maximiza la producción fotovoltaica).

Podemos clasificar a los generadores fotovoltaicos en dos grandes grupos en función de cómo varía el ángulo de inclinación a lo largo del año:

- Sin seguimiento: Son aquellos sistemas que no presentan un sistema de seguimiento del sol. Entre ellos podemos encontrar varios tipos:
  - Fijos: El ángulo de inclinación permanece constante a lo largo del año.
    - Maximizar la radiación invernal
    - Maximizar la radiación de verano
    - Maximizar la radiación total
  - Variación estacional: El ángulo de inclinación puede variarse entre dos posiciones preestablecidas, una para maximizar la radiación del invierno y otra para maximizar la del verano.
  - Variación mensual: Consiste en establecer un máximo de 12 inclinaciones (una para cada mes) e ir variando la posición del generador a lo largo del año. En la práctica este sistema no se da debido a un



dimensionado de este estilo supone tener que manipular la inclinación del módulo cada mes.

- Con seguimiento: Son aquellos sistemas que presentan un sistema de seguimiento del sol.
  - Seguimiento 1 eje
    - Norte-Sur
    - Este-Oeste
    - Inclinado
  - Seguimiento 2 ejes

El estudio de la orientación e inclinación se realiza en el *Anexo 2 - Sistema de seguimiento, inclinación y orientación del sistema*. En este se ha determinado que no se va a instalar un sistema de seguimiento, y que la inclinación del panel fotovoltaico es de 30° ( $\beta=30^\circ$ ).

### Radiación diaria media mensual extraterrestre sobre la superficie horizontal $H_o$

La radiación diaria media mensual extraterrestre sobre la superficie horizontal, se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$H_o(0) = \int_{t_1=\text{amanecer}}^{t_2=\text{atardecer}} G_{ON} \cdot \cos \theta_z \cdot dt$$

donde,

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cdot \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi$$

Por lo que obtenemos la siguiente ecuación:

$$H_o(0) = \int_{t_1=\text{amanecer}}^{t_2=\text{atardecer}} G_{ON} \cdot (\cos \delta \cdot \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi) \cdot dt$$

Realizamos un cambio de variable, sabiendo que un día corresponden a 360° ( $2\pi$ ). Ponemos el tiempo en segundos para obtener MJ/m<sup>2</sup>

$$dt = \frac{24 \cdot 60 \cdot 60}{2\pi} d\omega$$

Mantenemos el criterio de signos para el ángulo horario (negativo amanecer y positivo atardecer).

$$H_o(0) = \frac{24 \cdot 60 \cdot 60}{2\pi} \int_{\omega_s}^{-\omega_s} G_{ON} \cdot (\cos \delta \cdot \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi) \cdot d\omega$$

Integrando

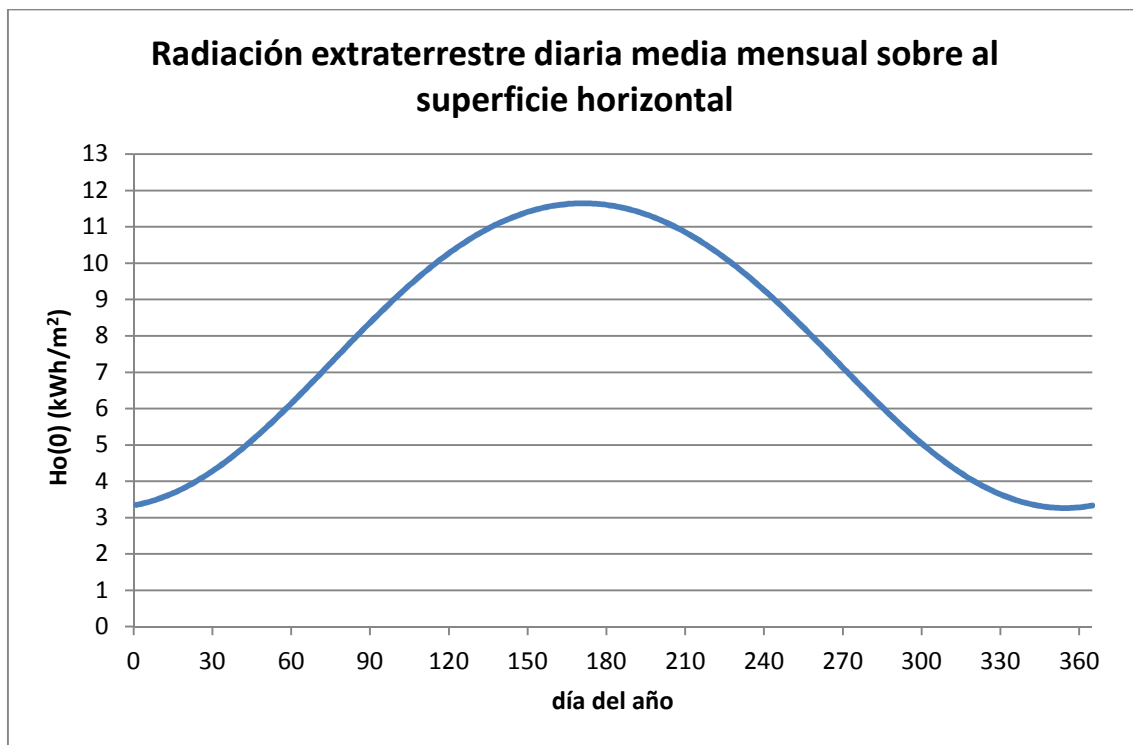
$$H_o(0) = \frac{24 \cdot 60 \cdot 60}{2\pi} \cdot G_{ON} \cdot (\cos\delta \cdot \sin\omega_s \cos\phi + \omega_s \cdot \sin\delta \sin\phi) \cdot (-\omega_s - \omega_s)$$

Finalmente obtenemos la fórmula en función del ángulo del amanecer en grados

$$H_o(0) = \frac{24 \cdot 60 \cdot 60}{\pi} \cdot G_{ON} \cdot \left( \cos\delta \cdot \sin|\omega_s| \cos\phi + \frac{|\omega_s| \cdot \pi}{180} \cdot \sin\delta \sin\phi \right) \text{ (J/m}^2\text{)}$$

Como vamos a trabajar en kWh/m<sup>2</sup> no tenemos más que dividir el resultado entre  $3,6 \cdot 10^6$ .

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>H<sub>o</sub>(0) (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	3,74	5,12	7,17	9,39	11,0	11,6	11,2	9,87	7,80	5,56	3,92	3,30



#### Radiación diaria media mensual terrestre sobre la superficie horizontal H(0)

A continuación, se muestran los valores que se han obtenido a través de la estación meteorológica de Salvatierra. La irradiancia diaria media mensual de la serie de datos 2003-2010 se muestra a continuación:

	E	F	M	A	M	J	Jl	A	S	O	N	D
<b>H(0) (W/m<sup>2</sup>)</b>	59	97	147	190	234	261	275	227	173	113	70	57

Se realiza una transformación del valor de potencia (*Irradiancia*, W/m<sup>2</sup>), a un valor de energía (*Irradiación*, kWh/m<sup>2</sup>).

	E	F	M	A	M	J	Jl	A	S	O	N	D
<b>H(0)</b> (kWh/m <sup>2</sup> )	1,47	2,35	3,46	4,5	5,69	6,38	6,63	5,46	4,19	2,67	1,73	1,34

### Índice de claridad

El índice de claridad es la relación entre la radiación global y la radiación extra-atmosférica, ambas en el plano horizontal. Este viene determinado por la nubosidad o claridad de los días. Cuanto más se aproxime a 1, Mayor será la claridad y por lo tanto Mayor será la radiación incidente sobre el generador fotovoltaico.

El índice de claridad diario medio mensual se calcula como:

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}(0)}{\bar{H}_o(0)}$$

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>K<sub>T</sub></b>	0,40	0,45	0,48	0,48	0,52	0,55	0,59	0,54	0,52	0,37	0,43	0,42

### Radiación difusa diaria media mensual sobre la superficie horizontal

Existen varios modelos para el cálculo de la radiación difusa diaria media mensual sobre la superficie horizontal.

- *Liu-Jordan*

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,39 - 4,027\bar{K}_T + 5,531\bar{K}_T^2 - 3,108\bar{K}_T^3 \quad 0,3 < \bar{K}_T < 0,7$$

- *Page*

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1 - 1,13\bar{K}_T$$

- *Collares-Pererira-Rabl*

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,775 + 0,00606 \cdot (\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90) \cos(115\bar{K}_T - 103)]$$

- *Erbs et al*

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3 \quad \omega_s \leq 81,4^\circ \quad 0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$$

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad \omega_s > 81,4^\circ \quad 0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$$

Para el cálculo se ha utilizado el modelo de Erbs et al

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\omega_s$ (°)	68,8	77,3	87,4	98,9	108,4	113,6	111,5	103,2	92,1	87,6	71,2	66,4
$K_T$	0,40	0,45	0,48	0,48	0,52	0,55	0,59	0,54	0,52	0,37	0,43	0,42
$H_d$ Liu-Jordan	0,68	0,97	1,33	1,75	2,02	2,12	2,02	1,83	1,48	1,32	0,75	0,61
$H_d$ Page	0,80	1,15	1,57	2,06	2,35	2,43	2,24	2,11	1,71	1,54	0,89	0,72
$H_d$ Collares	0,62	0,98	1,47	2,09	2,60	2,86	2,75	2,32	1,72	1,37	0,71	0,55
$H_d$ Erbs	<b>0,74</b>	<b>1,03</b>	<b>1,54</b>	<b>2,02</b>	<b>2,34</b>	<b>2,45</b>	<b>2,33</b>	<b>2,12</b>	<b>1,71</b>	<b>1,51</b>	<b>0,81</b>	<b>0,66</b>

Radiación directa diaria media mensual sobre la superficie horizontal

Se obtiene como la radiación global sobre la superficie horizontal menos la radiación difusa sobre la superficie horizontal

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d$$

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$H_b$	0,73	1,32	1,91	2,53	3,35	3,93	4,30	3,34	2,49	1,16	0,92	0,71

### Radiación diaria media mensual sobre la superficie inclinada

Para el cálculo de la radiación diaria media mensual sobre la superficie inclinada, se ha utilizado el modelo de Liu-Jordan

Para realizar el cálculo de la radiación solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en corteza terrestre será útil distinguir tres contribuciones diferentes. Estas contribuciones, comúnmente denominadas componentes, son:

*Radiación Directa:* representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.

*Radiación Difusa:* cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol, y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia. Más aún, dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo, la radiación difusa deberá ser estudiada como un proceso estocástico.

*Radiación del albedo:* es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada.

La suma de estas tres componentes constituye la denominada radiación global,

$$\bar{H} = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \cdot \rho \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

En nuestro caso los paneles se encuentran orientados perfectamente al sur, por lo que  $\bar{R}_b$  se obtiene como:

$$R_b = \frac{\cos \delta \cos(\phi - \beta) \sin \omega'_s + \omega'_s \sin \delta \sin(\phi - \beta)}{\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \phi \sin \omega_s \cos \delta}$$

donde

$\delta$ : declinación solar

$\phi$ : latitud

$\beta$ : inclinación del panel

$\omega_s$ : ángulo horario del amanecer/atardecer sobre la superficie horizontal

$\omega'_s$ : ángulo horario del amanecer/atardecer sobre la superficie inclinada y se obtiene como:

$$\omega'_s = \text{MIN}[\omega_s, \arccos(-\tan(\phi - \beta) \tan \delta)]$$

El albedo  $\rho$  se considera constante a lo largo del año con valor de 0,2. La determinación del mismo se ha realizado en el *Anexo 4 – Dimensionado del sistema fotovoltaico mediante el software PVSYST*.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$\omega_s'$	68,83	77,34	87,38	92,17	94,45	95,64	95,16	93,21	90,51	87,57	71,21	66,41
$R_b$	2,20	1,77	1,41	1,12	0,97	0,90	0,93	1,05	1,28	1,40	2,06	2,36
$I_T$	2,32	3,32	4,18	4,79	5,50	5,92	6,25	5,55	4,82	3,07	2,67	2,31

### Datos horarios medios mensuales

A continuación, se realizan los mismo cálculos pero utilizando valores horarios medios mensuales.

#### Ángulo de incidencia

El ángulo de incidencia es el ángulo formado entre un plano y la línea que une este con el sol. Por lo tanto, este ángulo depende de la latitud, el día del año, la hora del día y la orientación e inclinación del plano.

El ángulo de incidencia sobre la superficie horizontal se obtiene como:

$$\cos \theta_{zs} = \cos \delta \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi$$

Coseno del ángulo de incidencia sobre la superficie horizontal												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	-0,93	-0,87	-0,77	-0,61	-0,47	-0,41	-0,44	-0,56	-0,72	-0,85	-0,92	-0,94
1	-0,91	-0,85	-0,74	-0,59	-0,45	-0,39	-0,42	-0,54	-0,70	-0,83	-0,90	-0,92
2	-0,84	-0,78	-0,67	-0,52	-0,38	-0,32	-0,35	-0,47	-0,62	-0,75	-0,83	-0,85
3	-0,73	-0,66	-0,55	-0,40	-0,27	-0,21	-0,24	-0,36	-0,51	-0,64	-0,72	-0,74
4	-0,59	-0,52	-0,40	-0,25	-0,13	-0,07	-0,10	-0,21	-0,35	-0,49	-0,58	-0,61
5	-0,42	-0,34	-0,22	-0,08	0,04	0,09	0,07	-0,03	-0,18	-0,32	-0,41	-0,44
6	-0,25	-0,16	-0,03	0,11	0,22	0,27	0,24	0,15	0,01	-0,13	-0,23	-0,27
7	-0,07	0,02	0,16	0,30	0,40	0,44	0,42	0,34	0,20	0,06	-0,05	-0,09
8	0,09	0,20	0,33	0,47	0,57	0,60	0,59	0,51	0,38	0,23	0,11	0,07
9	0,24	0,34	0,48	0,62	0,71	0,74	0,73	0,66	0,53	0,38	0,26	0,21
10	0,34	0,46	0,60	0,74	0,82	0,85	0,84	0,77	0,65	0,49	0,37	0,32
11	0,41	0,53	0,67	0,81	0,89	0,92	0,90	0,84	0,72	0,56	0,44	0,38
12	0,44	0,55	0,70	0,83	0,91	0,94	0,93	0,87	0,74	0,59	0,46	0,41
13	0,41	0,53	0,67	0,81	0,89	0,92	0,90	0,84	0,72	0,56	0,44	0,38
14	0,34	0,46	0,60	0,74	0,82	0,85	0,84	0,77	0,65	0,49	0,37	0,32
15	0,24	0,34	0,48	0,62	0,71	0,74	0,73	0,66	0,53	0,38	0,26	0,21
16	0,09	0,20	0,33	0,47	0,57	0,60	0,59	0,51	0,38	0,23	0,11	0,07
17	-0,07	0,02	0,16	0,30	0,40	0,44	0,42	0,34	0,20	0,06	-0,05	-0,09
18	-0,25	-0,16	-0,03	0,11	0,22	0,27	0,24	0,15	0,01	-0,13	-0,23	-0,27
19	-0,42	-0,34	-0,22	-0,08	0,04	0,09	0,07	-0,03	-0,18	-0,32	-0,41	-0,44
20	-0,59	-0,52	-0,40	-0,25	-0,13	-0,07	-0,10	-0,21	-0,35	-0,49	-0,58	-0,61
21	-0,73	-0,66	-0,55	-0,40	-0,27	-0,21	-0,24	-0,36	-0,51	-0,64	-0,72	-0,74
22	-0,84	-0,78	-0,67	-0,52	-0,38	-0,32	-0,35	-0,47	-0,62	-0,75	-0,83	-0,85
23	-0,91	-0,85	-0,74	-0,59	-0,45	-0,39	-0,42	-0,54	-0,70	-0,83	-0,90	-0,92

Ángulo de incidencia sobre la superficie horizontal												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	158,4	150,8	140,0	127,7	118,4	114,1	116,1	124,4	136,1	148,2	157,0	160,4
1	155,0	148,0	137,8	126,0	116,8	112,7	114,7	122,7	134,1	145,6	153,7	156,8
2	147,0	141,0	131,9	121,0	112,5	108,6	110,4	117,9	128,5	138,9	145,9	148,4
3	136,9	131,6	123,5	113,6	105,8	102,2	103,9	110,8	120,4	129,7	135,9	138,1
4	126,0	121,1	113,6	104,5	97,4	94,1	95,6	101,9	110,8	119,3	125,1	127,2
5	115,1	110,2	102,9	94,4	87,7	84,8	86,2	92,0	100,2	108,5	114,1	116,3
6	104,3	99,2	91,9	83,6	77,3	74,6	75,9	81,3	89,3	97,5	103,3	105,6
7	94,0	88,6	81,0	72,6	66,5	63,9	65,1	70,4	78,4	86,8	93,0	95,4
8	84,6	78,7	70,6	61,8	55,5	52,9	54,1	59,5	67,8	76,7	83,4	86,1
9	76,3	69,9	61,0	51,5	44,8	42,0	43,3	49,0	58,0	67,8	75,1	78,0
10	69,8	62,8	53,1	42,5	34,9	31,8	33,2	39,7	49,7	60,5	68,5	71,6
11	65,6	58,1	47,6	35,9	27,2	23,4	25,2	32,7	43,9	55,6	64,2	67,5
12	64,1	56,5	45,7	33,4	24,1	19,8	21,8	30,1	41,8	53,9	62,7	66,1
13	65,6	58,1	47,6	35,9	27,2	23,4	25,2	32,7	43,9	55,6	64,2	67,5
14	69,8	62,8	53,1	42,5	34,9	31,8	33,2	39,7	49,7	60,5	68,5	71,6
15	76,3	69,9	61,0	51,5	44,8	42,0	43,3	49,0	58,0	67,8	75,1	78,0
16	84,6	78,7	70,6	61,8	55,5	52,9	54,1	59,5	67,8	76,7	83,4	86,1
17	94,0	88,6	81,0	72,6	66,5	63,9	65,1	70,4	78,4	86,8	93,0	95,4
18	104,3	99,2	91,9	83,6	77,3	74,6	75,9	81,3	89,3	97,5	103,3	105,6
19	115,1	110,2	102,9	94,4	87,7	84,8	86,2	92,0	100,2	108,5	114,1	116,3
20	126,0	121,1	113,6	104,5	97,4	94,1	95,6	101,9	110,8	119,3	125,1	127,2
21	136,9	131,6	123,5	113,6	105,8	102,2	103,9	110,8	120,4	129,7	135,9	138,1
22	147,0	141,0	131,9	121,0	112,5	108,6	110,4	117,9	128,5	138,9	145,9	148,4
23	155,0	148,0	137,8	126,0	116,8	112,7	114,7	122,7	134,1	145,6	153,7	156,8

El ángulo de incidencia sobre los paneles solares depende del tipo de sistema que se vaya a instalar. Como ya se vio anteriormente la orientación del generador es  $\alpha=0^\circ$  y la inclinación  $\beta=30^\circ$

Coseno del ángulo de incidencia sobre el panel fotovoltaico inclinado $30^\circ$												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	-0,99	-1,00	-0,98	-0,93	-0,85	-0,81	-0,83	-0,90	-0,97	-1,00	-0,99	-0,98
1	-0,96	-0,97	-0,95	-0,89	-0,82	-0,78	-0,80	-0,87	-0,94	-0,97	-0,96	-0,95
2	-0,87	-0,87	-0,85	-0,80	-0,73	-0,69	-0,71	-0,77	-0,84	-0,87	-0,87	-0,86
3	-0,72	-0,72	-0,70	-0,64	-0,58	-0,55	-0,56	-0,62	-0,69	-0,72	-0,72	-0,72
4	-0,53	-0,53	-0,50	-0,44	-0,39	-0,36	-0,38	-0,43	-0,48	-0,52	-0,53	-0,54
5	-0,32	-0,30	-0,26	-0,21	-0,17	-0,15	-0,16	-0,20	-0,25	-0,29	-0,31	-0,32
6	-0,08	-0,05	-0,01	0,04	0,07	0,09	0,08	0,05	0,00	-0,04	-0,08	-0,09
7	0,15	0,19	0,24	0,29	0,31	0,32	0,32	0,30	0,26	0,21	0,16	0,14
8	0,37	0,42	0,48	0,52	0,53	0,54	0,53	0,52	0,49	0,44	0,38	0,36
9	0,56	0,62	0,68	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,69	0,63	0,57	0,55
10	0,71	0,77	0,83	0,87	0,87	0,86	0,87	0,87	0,85	0,79	0,72	0,69
11	0,80	0,86	0,93	0,97	0,96	0,95	0,96	0,97	0,95	0,88	0,81	0,78



12	0,83	0,90	0,96	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	0,98	0,91	0,84	0,81
13	0,80	0,86	0,93	0,97	0,96	0,95	0,96	0,97	0,95	0,88	0,81	0,78
14	0,71	0,77	0,83	0,87	0,87	0,86	0,87	0,87	0,85	0,79	0,72	0,69
15	0,56	0,62	0,68	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,69	0,63	0,57	0,55
16	0,37	0,42	0,48	0,52	0,53	0,54	0,53	0,52	0,49	0,44	0,38	0,36
17	0,15	0,19	0,24	0,29	0,31	0,32	0,32	0,30	0,26	0,21	0,16	0,14
18	-0,08	-0,05	-0,01	0,04	0,07	0,09	0,08	0,05	0,00	-0,04	-0,08	-0,09
19	-0,32	-0,30	-0,26	-0,21	-0,17	-0,15	-0,16	-0,20	-0,25	-0,29	-0,31	-0,32
20	-0,53	-0,53	-0,50	-0,44	-0,39	-0,36	-0,38	-0,43	-0,48	-0,52	-0,53	-0,54
21	-0,72	-0,72	-0,70	-0,64	-0,58	-0,55	-0,56	-0,62	-0,69	-0,72	-0,72	-0,72
22	-0,87	-0,87	-0,85	-0,80	-0,73	-0,69	-0,71	-0,77	-0,84	-0,87	-0,87	-0,86
23	-0,96	-0,97	-0,95	-0,89	-0,82	-0,78	-0,80	-0,87	-0,94	-0,97	-0,96	-0,95

Ángulo de incidencia sobre la superficie inclinada sin seguimiento												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	171,6	179,2	170,0	157,7	148,4	144,1	146,1	154,4	166,1	178,2	173,0	169,6
1	163,4	165,4	162,1	153,2	145,1	141,2	143,1	150,4	159,7	165,2	164,0	162,4
2	150,2	150,8	148,7	142,8	136,7	133,6	135,1	140,7	147,2	150,6	150,4	149,7
3	136,3	136,3	134,4	130,1	125,5	123,2	124,3	128,5	133,3	136,0	136,4	136,2
4	122,3	121,7	119,9	116,4	112,9	111,2	112,0	115,2	118,9	121,4	122,3	122,4
5	108,4	107,3	105,2	102,3	99,6	98,4	99,0	101,4	104,4	106,9	108,2	108,6
6	94,6	93,0	90,6	87,9	85,9	85,0	85,4	87,2	89,8	92,4	94,3	95,0
7	81,1	78,9	76,0	73,4	71,9	71,4	71,6	72,8	75,2	78,2	80,7	81,7
8	68,1	65,1	61,6	58,8	57,8	57,6	57,7	58,4	60,6	64,2	67,5	68,9
9	55,8	51,9	47,3	44,2	43,6	43,8	43,7	43,8	46,1	50,7	55,0	56,9
10	45,1	39,8	33,7	29,6	29,4	30,2	29,8	29,2	32,0	38,2	44,0	46,5
11	37,2	30,4	21,6	15,1	15,6	17,5	16,5	14,6	19,0	28,2	35,9	39,0
12	34,1	26,5	15,7	3,4	5,9	10,2	8,2	0,1	11,8	23,9	32,7	36,1
13	37,2	30,4	21,6	15,1	15,6	17,5	16,5	14,6	19,0	28,2	35,9	39,0
14	45,1	39,8	33,7	29,6	29,4	30,2	29,8	29,2	32,0	38,2	44,0	46,5
15	55,8	51,9	47,3	44,2	43,6	43,8	43,7	43,8	46,1	50,7	55,0	56,9
16	68,1	65,1	61,6	58,8	57,8	57,6	57,7	58,4	60,6	64,2	67,5	68,9
17	81,1	78,9	76,0	73,4	71,9	71,4	71,6	72,8	75,2	78,2	80,7	81,7
18	94,6	93,0	90,6	87,9	85,9	85,0	85,4	87,2	89,8	92,4	94,3	95,0
19	108,4	107,3	105,2	102,3	99,6	98,4	99,0	101,4	104,4	106,9	108,2	108,6
20	122,3	121,7	119,9	116,4	112,9	111,2	112,0	115,2	118,9	121,4	122,3	122,4
21	136,3	136,3	134,4	130,1	125,5	123,2	124,3	128,5	133,3	136,0	136,4	136,2
22	150,2	150,8	148,7	142,8	136,7	133,6	135,1	140,7	147,2	150,6	150,4	149,7
23	163,4	165,4	162,1	153,2	145,1	141,2	143,1	150,4	159,7	165,2	164,0	162,4

### Factor $R_b$

El factor  $R_b$  relaciona la radiación solar directa sobre la superficie inclinada y sobre la superficie horizontal.

$$R_b = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}}$$

Hora	$R_b$											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1,06	1,15	1,29	1,51	1,79	1,98	1,88	1,60	1,35	1,18	1,08	1,04
1	1,06	1,14	1,28	1,52	1,82	2,02	1,92	1,61	1,35	1,17	1,07	1,04
2	1,03	1,12	1,28	1,55	1,90	2,17	2,03	1,65	1,35	1,16	1,05	1,01
3	0,99	1,09	1,27	1,61	2,14	2,59	2,35	1,75	1,35	1,13	1,01	0,97
4	0,91	1,02	1,25	1,78	3,05	5,06	3,81	2,06	1,36	1,06	0,93	0,89
5	0,75	0,86	1,18	2,80	-4,24	-1,59	-2,34	5,70	1,40	0,92	0,76	0,72
6	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
7	-2,21	7,95	1,54	0,96	0,78	0,72	0,75	0,88	1,27	3,67	-3,11	-1,53
8	3,94	2,15	1,43	1,09	0,94	0,89	0,91	1,03	1,30	1,90	3,35	5,26
9	2,38	1,80	1,40	1,15	1,02	0,97	0,99	1,10	1,31	1,68	2,23	2,62
10	2,05	1,68	1,39	1,18	1,06	1,02	1,04	1,13	1,31	1,60	1,96	2,18
11	1,93	1,63	1,38	1,19	1,08	1,04	1,06	1,15	1,31	1,56	1,86	2,03
12	1,90	1,62	1,38	1,20	1,09	1,05	1,07	1,16	1,31	1,55	1,83	1,99
13	1,93	1,63	1,38	1,19	1,08	1,04	1,06	1,15	1,31	1,56	1,86	2,03
14	2,05	1,68	1,39	1,18	1,06	1,02	1,04	1,13	1,31	1,60	1,96	2,18
15	2,38	1,80	1,40	1,15	1,02	0,97	0,99	1,10	1,31	1,68	2,23	2,62
16	3,94	2,15	1,43	1,09	0,94	0,89	0,91	1,03	1,30	1,90	3,35	5,26
17	-2,21	7,95	1,54	0,96	0,78	0,72	0,75	0,88	1,27	3,67	-3,11	-1,53
18	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
19	0,75	0,86	1,18	2,80	-4,24	-1,59	-2,34	5,70	1,40	0,92	0,76	0,72
20	0,91	1,02	1,25	1,78	3,05	5,06	3,81	2,06	1,36	1,06	0,93	0,89
21	0,99	1,09	1,27	1,61	2,14	2,59	2,35	1,75	1,35	1,13	1,01	0,97
22	1,03	1,12	1,28	1,55	1,90	2,17	2,03	1,65	1,35	1,16	1,05	1,01
23	1,06	1,14	1,28	1,52	1,82	2,02	1,92	1,61	1,35	1,17	1,07	1,04

### Irradiación horaria extraterrestre sobre la superficie horizontal

$$I_o = \int_{r_1}^{r_2} G_{ON} \cdot \cos \theta_{zs}$$

Irradiación horaria extraterrestre sobre la superficie horizontal (kWh/m2)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,12	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,15	0,29	0,35	0,32	0,20	0,02	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,03	0,22	0,40	0,53	0,58	0,56	0,45	0,27	0,08	0,00	0,00
8	0,13	0,27	0,46	0,64	0,76	0,80	0,78	0,68	0,51	0,32	0,16	0,10
9	0,33	0,48	0,67	0,84	0,95	0,98	0,96	0,88	0,72	0,52	0,36	0,29
10	0,49	0,64	0,83	1,00	1,10	1,13	1,11	1,03	0,88	0,68	0,51	0,44
11	0,58	0,74	0,93	1,10	1,19	1,22	1,20	1,12	0,98	0,78	0,61	0,54
12	0,62	0,77	0,96	1,13	1,22	1,25	1,23	1,16	1,01	0,81	0,64	0,57
13	0,58	0,74	0,93	1,10	1,19	1,22	1,20	1,12	0,98	0,78	0,61	0,54
14	0,49	0,64	0,83	1,00	1,10	1,13	1,11	1,03	0,88	0,68	0,51	0,44
15	0,33	0,48	0,67	0,84	0,95	0,98	0,96	0,88	0,72	0,52	0,36	0,29
16	0,13	0,27	0,46	0,64	0,76	0,80	0,78	0,68	0,51	0,32	0,16	0,10
17	0,00	0,03	0,22	0,40	0,53	0,58	0,56	0,45	0,27	0,08	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,29	0,35	0,32	0,20	0,02	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,12	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*Irradiación horaria terrestre sobre la superficie horizontal*

Irradiación horaria terrestre sobre la superficie horizontal (kWh/m2) (esación meteorológica)												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,05	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,01	0,06	0,13	0,15	0,13	0,07	0,03	0,01	0,00	0,00
7	0,00	0,02	0,08	0,17	0,25	0,28	0,27	0,19	0,12	0,07	0,02	0,01
8	0,04	0,08	0,19	0,29	0,38	0,42	0,42	0,35	0,25	0,18	0,08	0,04
9	0,11	0,19	0,31	0,42	0,50	0,55	0,55	0,48	0,38	0,28	0,15	0,11
10	0,17	0,28	0,45	0,52	0,60	0,64	0,67	0,60	0,50	0,37	0,23	0,19
11	0,23	0,35	0,48	0,58	0,65	0,71	0,74	0,66	0,55	0,42	0,26	0,22
12	0,24	0,39	0,51	0,58	0,66	0,70	0,77	0,68	0,57	0,42	0,27	0,23
13	0,23	0,36	0,49	0,54	0,62	0,69	0,75	0,66	0,55	0,37	0,26	0,20
14	0,18	0,29	0,42	0,48	0,55	0,62	0,66	0,59	0,47	0,30	0,18	0,15
15	0,11	0,21	0,32	0,39	0,45	0,51	0,57	0,48	0,35	0,21	0,11	0,09
16	0,04	0,11	0,20	0,26	0,33	0,38	0,43	0,34	0,23	0,09	0,03	0,02
17	0,00	0,02	0,08	0,14	0,20	0,24	0,27	0,19	0,09	0,01	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,01	0,04	0,09	0,12	0,13	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### Índice de claridad

Índice de claridad												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,45	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,36	0,43	0,41	0,40	0,36	1,85	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,44	0,37	0,41	0,47	0,47	0,49	0,43	0,45	0,96	0,00	0,00
8	0,27	0,31	0,42	0,45	0,50	0,53	0,54	0,51	0,48	0,55	0,48	0,41
9	0,32	0,39	0,47	0,50	0,53	0,56	0,57	0,55	0,53	0,53	0,43	0,39
10	0,35	0,44	0,55	0,52	0,55	0,57	0,60	0,58	0,56	0,54	0,44	0,42
11	0,39	0,48	0,51	0,53	0,55	0,59	0,61	0,58	0,57	0,53	0,43	0,41
12	0,39	0,50	0,53	0,51	0,54	0,56	0,63	0,59	0,57	0,51	0,43	0,39
13	0,39	0,49	0,53	0,49	0,52	0,57	0,62	0,59	0,56	0,48	0,42	0,38
14	0,37	0,45	0,51	0,48	0,50	0,55	0,59	0,58	0,53	0,44	0,35	0,34
15	0,32	0,44	0,47	0,46	0,47	0,52	0,59	0,55	0,49	0,40	0,29	0,29
16	0,28	0,39	0,43	0,40	0,44	0,48	0,55	0,50	0,44	0,30	0,18	0,20
17	0,00	0,65	0,37	0,34	0,38	0,41	0,49	0,42	0,33	0,18	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,28	0,31	0,33	0,40	0,33	0,55	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,26	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### Irradiación difusa horaria sobre la superficie horizontal

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0,09k_t & k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & 0,22 < k_t \leq 0,8 \\ 0,165 & k_t > 0,8 \end{cases}$$

Irradiación difusa horaria sobre la superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,01	0,05	0,10	0,12	0,11	0,06	0,00	0,01	0,00	0,00
7	0,00	0,01	0,07	0,14	0,18	0,20	0,19	0,15	0,09	0,01	0,02	0,01
8	0,03	0,08	0,16	0,22	0,25	0,25	0,24	0,22	0,17	0,10	0,05	0,03
9	0,10	0,16	0,23	0,28	0,30	0,29	0,28	0,27	0,23	0,16	0,12	0,10
10	0,15	0,22	0,25	0,32	0,33	0,32	0,29	0,29	0,26	0,21	0,18	0,15
11	0,19	0,25	0,30	0,35	0,36	0,33	0,30	0,31	0,29	0,24	0,21	0,18
12	0,20	0,26	0,30	0,37	0,38	0,37	0,29	0,32	0,29	0,26	0,22	0,19
13	0,19	0,25	0,29	0,37	0,38	0,36	0,29	0,31	0,29	0,26	0,21	0,18
14	0,16	0,22	0,27	0,34	0,36	0,34	0,30	0,29	0,28	0,23	0,16	0,14
15	0,10	0,16	0,23	0,29	0,32	0,32	0,26	0,27	0,24	0,18	0,10	0,08
16	0,04	0,09	0,16	0,22	0,26	0,27	0,24	0,22	0,18	0,09	0,03	0,02
17	0,00	0,01	0,07	0,13	0,18	0,20	0,19	0,15	0,08	0,01	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,01	0,04	0,08	0,11	0,11	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*Irradiación directa horaria sobre la superficie horizontal*

$$I_b = I - I_d$$

Radiación directa horaria												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03	0,02	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,01	0,03	0,07	0,08	0,09	0,04	0,03	0,06	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,04	0,07	0,13	0,17	0,18	0,13	0,08	0,08	0,02	0,01
9	0,01	0,03	0,09	0,14	0,20	0,25	0,26	0,22	0,16	0,11	0,03	0,02
10	0,02	0,06	0,20	0,21	0,27	0,32	0,37	0,31	0,24	0,16	0,05	0,04
11	0,03	0,11	0,17	0,24	0,29	0,38	0,44	0,34	0,27	0,17	0,05	0,04
12	0,03	0,13	0,21	0,21	0,28	0,33	0,47	0,37	0,28	0,16	0,06	0,03
13	0,03	0,11	0,20	0,17	0,24	0,33	0,46	0,36	0,26	0,11	0,05	0,03
14	0,02	0,07	0,15	0,15	0,19	0,28	0,36	0,30	0,19	0,07	0,02	0,01
15	0,01	0,05	0,09	0,10	0,13	0,19	0,30	0,21	0,11	0,03	0,00	0,00
16	0,00	0,02	0,04	0,04	0,07	0,11	0,19	0,12	0,05	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,01	0,01	0,01	0,03	0,04	0,09	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

*Irradiación horaria sobre la superficie inclinada (Liu-Jordan)*

Radiación horaria superficie inclinada LIU JORDAN												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,01	0,05	0,10	0,12	0,11	0,06	0,01	0,01	0,00	0,00
7	0,00	0,04	0,08	0,16	0,23	0,25	0,24	0,18	0,13	0,24	0,02	0,01
8	0,04	0,09	0,20	0,28	0,36	0,39	0,39	0,34	0,26	0,24	0,13	0,07
9	0,11	0,20	0,34	0,43	0,49	0,53	0,53	0,49	0,42	0,35	0,19	0,14
10	0,18	0,31	0,52	0,55	0,60	0,64	0,67	0,62	0,56	0,45	0,26	0,22
11	0,25	0,41	0,53	0,61	0,66	0,72	0,75	0,69	0,63	0,50	0,30	0,25
12	0,26	0,45	0,58	0,61	0,66	0,70	0,79	0,73	0,65	0,49	0,31	0,25
13	0,25	0,42	0,56	0,56	0,62	0,69	0,76	0,71	0,62	0,42	0,29	0,22
14	0,19	0,32	0,46	0,49	0,55	0,61	0,66	0,62	0,51	0,33	0,19	0,16
15	0,11	0,24	0,34	0,39	0,44	0,49	0,55	0,49	0,38	0,22	0,11	0,09
16	0,04	0,12	0,21	0,25	0,31	0,36	0,40	0,33	0,24	0,09	0,03	0,02
17	0,00	0,12	0,08	0,13	0,19	0,22	0,24	0,18	0,09	0,01	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,01	0,04	0,08	0,11	0,11	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum	1,43	2,73	3,91	4,56	5,31	5,87	6,25	5,53	4,49	3,37	1,81	1,43

Finalmente, se expone la irradiación media mensual ( $\text{kWh/m}^2$ ) en función de cada uno de los modelos (irradiación horaria o diaria en función del modelo).

Modelo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>LJ (dia)</b>	2,32	3,32	4,18	4,79	5,50	5,92	6,25	5,55	4,82	3,07	2,67	2,31
<b>LJ (hora)</b>	1,43	2,73	3,91	4,56	5,31	5,87	6,25	5,53	4,49	3,37	1,81	1,43
<b>HDKR</b>	1,41	2,79	3,94	4,48	5,17	5,69	6,11	5,48	4,53	3,48	1,84	1,44
<b>Perez</b>	1,21	1,97	2,73	3,41	3,69	4,12	4,32	3,70	3,18	2,42	1,36	1,15

Los modelos HDKR y Perez no han sido descritos. Para su cálculo se ha seguido el procedimiento explicado en el libro *Energía Solar Fotovoltaica* ya citado en la bibliografía de este proyecto.

## ANEXO 2 – SISTEMA DE SEGUIMIENTO, INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

En el presente anexo se estudiará la inclinación y orientación del sistema fotovoltaico y la posibilidad de instalar un sistema de seguimiento. Una vez estudiadas las diferentes alternativas se procederá a elegir la más adecuada para la instalación.

A petición del promotor, el sistema se instalará sobre la cubierta. Este se instalará en la cubierta del aprisco, debido a que su orientación en Este-Oeste, quedando de esta forma una de sus dos aguas orientada perfectamente hacia el sur. De esta forma se dispone de 370 m<sup>2</sup> de superficie, inclinada 30° y orientada al sur (9,7x38).

Las alternativas en cuanto a la inclinación se presentan a continuación:

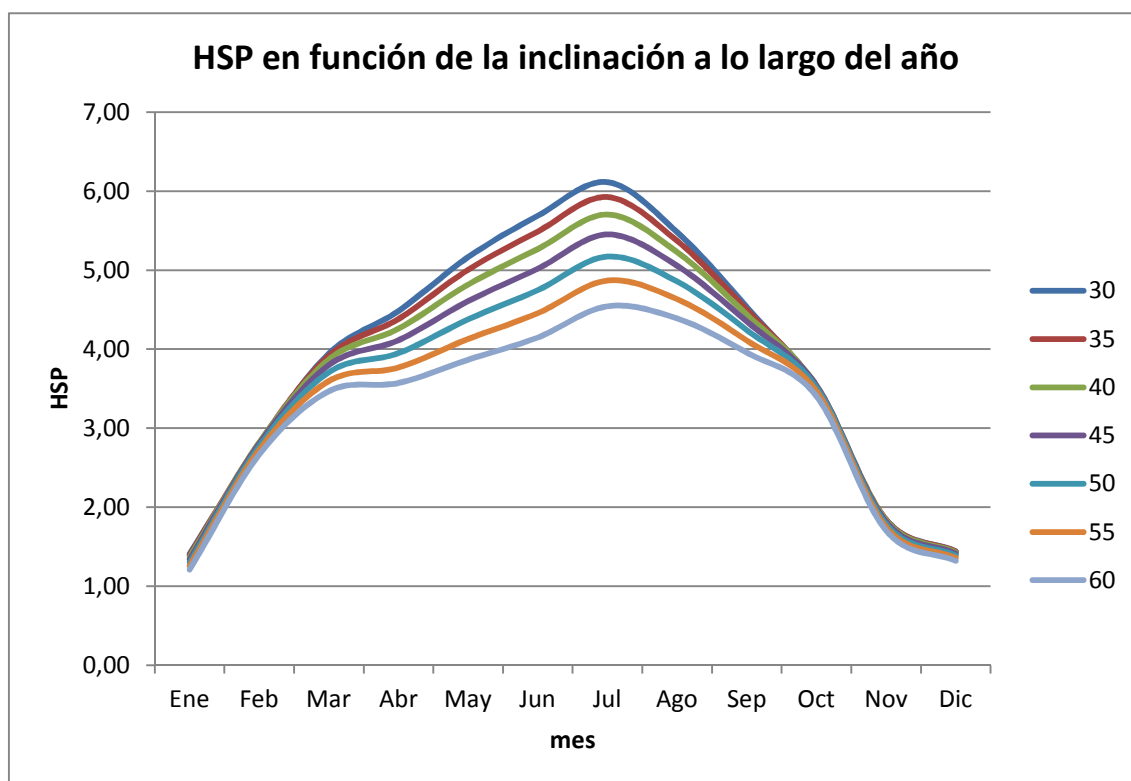
**Alternativa 1 – Inclinación de la cubierta (30°):** Consiste en instalar el sistema fotovoltaico directamente sobre la cubierta. Esta alternativa tiene la limitación de no poder variar la inclinación, sin embargo, el coste de la estructura es menor y la instalación es más sencilla.

**Alternativa 2 – Inclinación estática con estructura única:** Consiste en inclinar el sistema fotovoltaico a un ángulo superior a 30° respecto a la horizontal. Este sistema permitiría utilizar un ángulo superior a 30° para mejorar la oferta solar en determinados meses. Esta alternativa podría llevarse a cabo en una sola estructura o en varias filas de módulos fotovoltaicos. Respecto a la Alternativa 1, el coste de la estructura sería mayor y la instalación más compleja.

**Alternativa 3 – Sistema de seguimiento:** Consiste en instalar un sistema de seguimiento solar, que aumente la oferta solar. Como principales desventajas de esta alternativa nos encontramos con el coste del sistema y la mayor dificultad de instalación.

Para poder valorar las diferentes alternativas debemos tener en cuenta la oferta solar y la demanda de consumo a lo largo del año. El mes más desfavorable será aquel en el cual el consumo (Ah/día) entre la oferta (HSP) para una determinada inclinación resulte mayor.

A continuación, se muestran las HSP (valores horarios medios mensuales modelo HDKR) para una variación de la inclinación de 5° entre 30° y 60°.



$\beta$	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
30	1,41	2,79	3,94	4,48	5,17	5,69	6,11	5,48	4,53	3,48	1,84	1,44
35	1,39	2,81	3,92	4,38	5,01	5,49	5,92	5,37	4,50	3,52	1,84	1,44
40	1,37	2,82	3,87	4,26	4,82	5,27	5,70	5,23	4,44	3,54	1,83	1,43
45	1,34	2,80	3,80	4,11	4,61	5,02	5,45	5,06	4,35	3,54	1,82	1,41
50	1,30	2,77	3,71	3,95	4,38	4,75	5,17	4,86	4,24	3,52	1,79	1,39
55	1,26	2,73	3,60	3,77	4,13	4,46	4,87	4,63	4,11	3,47	1,75	1,36
60	1,21	2,67	3,47	3,57	3,87	4,15	4,54	4,39	3,96	3,41	1,70	1,32

Se observa que en los meses invernales, la variación de la inclinación del panel no afecta significativamente a la oferta solar. Por ello, se descartan las Alternativas 2 y 3, en las cuales se consideraba la instalación del sistema con una inclinación mayor a 30°, debido a que desde febrero hasta octubre, la oferta solar es mayor con la inclinación de 30°.

Se descarta también la Alternativa 4 por varios motivos. El sistema de seguimiento encarece el sistema y dificulta la instalación. Al poseer una superficie grande, el espacio no será un limitante, por lo que se prefiere ampliar el número de módulos fotovoltaicos a instalar un sistema de seguimiento. Además, el sistema de seguimiento sobretodo aumenta la oferta solar en los meses que no son desfavorables, por lo que, la mayor parte del aporte solar extra del sistema de seguimiento se desaprovecharía.



## ANEXO 3 – PRE-DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En el presente anexo se realiza un pre-dimensionamiento del sistema, mediante el método de las Horas de Sol Pico (HSP). A partir del consumo y de la oferta solar, se determinará el mes más desfavorable y se pre-dimensionará el sistema para dicho mes.

### Consumo

El consumo mensual en kWh lo transformamos en Ah/día, y lo corregimos utilizando una serie de rendimientos.

Mes	Consumo total (kWh)	Potencia total (W)	Tensión nominal del sistema (V)	Intensidad Pico (A)	Rendimiento conversión	Consumo total Ah/día	Factor de rendimiento de cableado	Factor de rendimiento de batería	Consumo total Ah corregido (Ah/día)
Ene	742	5150	120	43	0,90	222	0,98	0,95	238
Feb	1279	12650		105		382			410
Mar	1416	12650		105		423			454
Abr	1372	12650		105		410			440
May	1421	12650		105		425			456
Jun	1372	12650		105		410			440
Jul	742	5150		43		222			238
Ago	742	5150		43		222			238
Sep	719	5150		43		215			231
Oct	742	5150		43		222			238
Nov	719	5150		43		215			231
Dic	742	5150		43		222			238

donde,

*Consumo (kWh)*: Es el consumo mensual en kWh.

*Tensión nominal del sistema (V)*: Es la tensión a la que trabaja el sistema de acumulación

*Corriente pico (A)*: Es la corriente máxima requerida por el consumo si todas las cargas del sistema estuviesen funcionando simultáneamente. Este valor se utiliza para el dimensionado de los fusibles, interruptores, cableado, etc.

*Rendimiento de conversión*: Es el rendimiento del inversor DC/AC.

*Consumo total (Ah/día)*: Es el consumo medio mensual en Ah/día, tras introducir el rendimiento de conversión.

*Factor de rendimiento del cableado:* Es el factor que tiene en cuenta las pérdidas en el cableado del sistema. Este factor puede variar entre 0,95 a 0,99. El cableado se debe seleccionar para que las caídas de tensión sean menores del 3% (factor > 0,97) en cualquiera de los circuitos del sistema. Factor de rendimiento de cableado por defecto = 0,98.

*Factor de rendimiento de la batería:* Este factor es igual a los amperios-hora que se pueden descargar dividido por los que se han utilizado para cargar.

*Consumo total corregido (Ah/día):* Es el consumo diario medio mensual

A la hora de seleccionar la tensión nominal del sistema se ha tenido en cuenta la intensidad pico producida entre el generador fotovoltaico y la batería, así como la posibilidad de encontrar componentes para la tensión seleccionada.

Finalmente, se ha optado por una tensión de 120V. Trabajar con una tensión nominal de 48V produce que las intensidades pico alcancen el valor de entre 250A-300A, que se traduce en secciones de conductores muy grandes entre el generador y la batería. Por otro lado, no se ha seleccionado una tensión intermedia entre 48V y 120V, debido a que es difícil encontrar componentes (inversor e iluminación) para dichas tensiones.

### **HSP (radiación horaria media mensual HDKR)**

En el *Anexo 2 - Sistema de seguimiento, inclinación y orientación del generador fotovoltaico* determinamos el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos igual al de la cubierta ( $\beta=30^\circ$ ). Para esta inclinación, en el *Anexo 1 - Determinación de las componentes de la radiación solar* se han obtenido las HSP (horaria media mensual modelo HDKR) para cada mes.

Mes	HSP
<b>Enero</b>	1,41
<b>Febrero</b>	2,79
<b>Marzo</b>	3,94
<b>Abril</b>	4,48
<b>Mayo</b>	5,17
<b>Junio</b>	5,69
<b>Julio</b>	6,11
<b>Agosto</b>	5,48
<b>Septiembre</b>	4,53
<b>Octubre</b>	3,48
<b>Noviembre</b>	1,84
<b>Diciembre</b>	1,44

## Intensidad de diseño

A continuación se determina el mes más desfavorable. Para ello, se obtiene la intensidad de diseño, dividiendo el consumo corregido entre las HSP. El mes más desfavorable es aquél en el cual la corriente de diseño es máxima.

Ángulo de inclinación			30
Mes	Consumo corregido (Ah/día)	Horas sol pico (h/día)	Intensidad de diseño (A)
Enero	238,19	1,41	168,93
Febrero	410,36	2,79	147,08
Marzo	454,38	3,94	115,33
Abril	440,25	4,48	98,27
Mayo	456,01	5,17	88,20
Junio	440,25	5,69	77,37
Julio	238,19	6,11	38,98
Agosto	238,19	5,48	43,47
Septiembre	230,51	4,53	50,89
Octubre	238,19	3,48	68,45
Noviembre	230,51	1,84	125,28
Diciembre	238,19	1,44	165,41

El mes más desfavorable es enero:

Mes más desfavorable	Consumo corregido (Ah/día)	HSP (h/día)	Intensidad de diseño (A)
Enero	238,19	1,41	168,93

## Sistema de acumulación

En primer lugar se debe establecer el número de días de autonomía, que es el número de días en el que la batería ha de suministrar el consumo sin que haya radiación solar disponible.

El País Vasco es uno de los territorios en los que hay un alto número de días nublados al año:

Provincia	Días cubiertos
Álava	166
Vizcaya	162
Guipúzcoa	159

Por lo tanto, la probabilidad de que se produzcan periodos largos de días nublados es alta, y por ello, se debe establecer un número de días de autonomía alto. Sin un subsistema de generación, se debería utilizar días de autonomía de más de 5 días.

El caso de la quiería una parada del suministro eléctrico prolongada sería crítico, ya que la cámara de maduración debe funcionar continuamente para la maduración del queso. Además, la leche recién ordeñada debería desecharse, debido a que no se podría conservar.

Seleccionar un número de días de autonomía grande va a encarecer considerablemente la instalación, debido a que el banco de baterías aumentará proporcionalmente a este.

Para evitar sobredimensionar el sistema de baterías y a la vez evitar la parada del sistema se instalará un generador diesel. Esto, además de permitirnos reducir el número de baterías, también evita que el sistema se detenga en caso de producirse un periodo largo de días nublados.

El generador diesel, además de abastecer todas las cargas, deberá abastecer un sistema auxiliar de iluminación. La potencia del mismo deberá ser de al menos 12kW.

El número de días de autonomía con el sistema auxiliar de generación se establece en 5 días.

La batería que se ha seleccionado es de plomo-ácido y se ha establecido la máxima profundidad de descarga al 70%. También se establece en 0,9 el factor de pérdidas por temperatura, producidas por un descenso de la capacidad al disminuir la temperatura.

La capacidad de acumulación necesaria será:

$$C = \frac{\text{consumo} \left( \frac{Ah}{\text{día}} \right) \cdot \text{autonomia (días)}}{\text{prof descarga} \cdot \text{pérdidas temp}} = \frac{238,19 \cdot 5}{0,7 \cdot 0,9} = 1890 Ah$$

Para la selección de la batería, se han comparado varios modelos de baterías con el fin de obtener el sistema de acumulación más económico, el cual además tenga una ocupación de espacio razonable. La batería seleccionada será de 2V y con una capacidad en las condiciones de funcionamiento de en torno a 1890Ah. En el *Anexo 4 – Dimensionamiento del sistema mediante el software PVSYST*, se procederá a la selección de la marca y modelo de la batería.

El número de baterías en paralelo y en serie se obtiene como:

$$\text{baterías paralelo} = \frac{\text{Tensión sistema}}{\text{Tensión batería}} = \frac{96 V}{2 V} = 48$$

$$baterías\ serie = \frac{Capacidad\ necesaria}{Capacidad\ batería} = \frac{1890}{1890} = 1$$

$$N^{\circ} baterias = baterias\ paralelo \times baterías\ serie = 48$$

## Generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico que se ha seleccionado para el pre-dimensionado tiene las siguientes características:

<b>Largo (m)</b>	1,000
<b>Alto (m)</b>	1,652
<b>Espesor (m)</b>	0,004
<b>Peso (kg)</b>	14,4
<b>Potencia</b>	210
<b>Tensión nominal (Wp)</b>	24
<b>Tensión circuito abierto (Voc)</b>	36,4
<b>Tensión máxima potencia (Vmp)</b>	29,8
<b>Intensidad de cortocircuito (Isc)</b>	7,8
<b>Intensidad máxima potencia (Imp)</b>	7,1

Capacidad útil (A)	Horas sol pico máximo (h/día)	Días consecutivos estacionales de sol mínimo (días)	Reducción estacional de la corriente (A)
1854	1,41	30	44

Intensidad de diseño (A)	Reducción estacional de la corriente (A)	Intensidad corregida (A)
168,93	44	125

Intensidad corregida (A)	Factor de corrección del módulo	Intensidad diseño corregida (A)	Corriente nominal del módulo (A)	Módulos en paralelo
125,10	0,9	113	7,1	16

Tensión nominal del sistema (V)	Tensión nominal del módulo (V)	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Total de módulos
120,00	24	5	16	80

En total se han obtenido 80 módulos, 5 en serie y 16 en paralelo.

## **Inversor**

Debido a que disponemos de cargas AC, se debe convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna. Para la selección del inversor debemos tener en cuenta la tensión de entrada y de salida y la potencia máxima que ha de soportar el inversor.

La corriente que llega al inversor proviene de las baterías (no existe conexión directa generador-inversor). La tensión de entrada será la del sistema de acumulación, es decir 120V.

Todas las cargas AC funcionan a 230V, por lo que la corriente a la salida del inversor deberá tener esta tensión. Además se seleccionará un inversor de onda senoidal pura y con rendimientos de conversión altos.

La potencia máxima de entrada al inversor vendrá determinada por la potencia de las cargas y la simultaneidad en el uso de las mismas. A la hora de determinar el consumo se estableció el funcionamiento previsto del sistema, dando lugar a un valor de 8050W de potencia máxima. Como medida de seguridad se establece la potencia máxima en 10kW.

## **Regulador**

El regulador de carga deberá ser seleccionado teniendo en cuenta la tensión nominal del sistema (120V) y la intensidad pico (100A).

## ANEXO 4 – DIMENSIONADO DEL SISTEMA MEDIANTE EL SOFTWARE PVSYST

En el presente anexo se procede al dimensionamiento definitivo del sistema fotovoltaico mediante el software PVSYST en su versión 5.42. Algunos de los parámetros a introducir en el programa vendrán definidos por el *Anexo 3 – Pre-dimensionamiento del sistema fotovoltaico*.

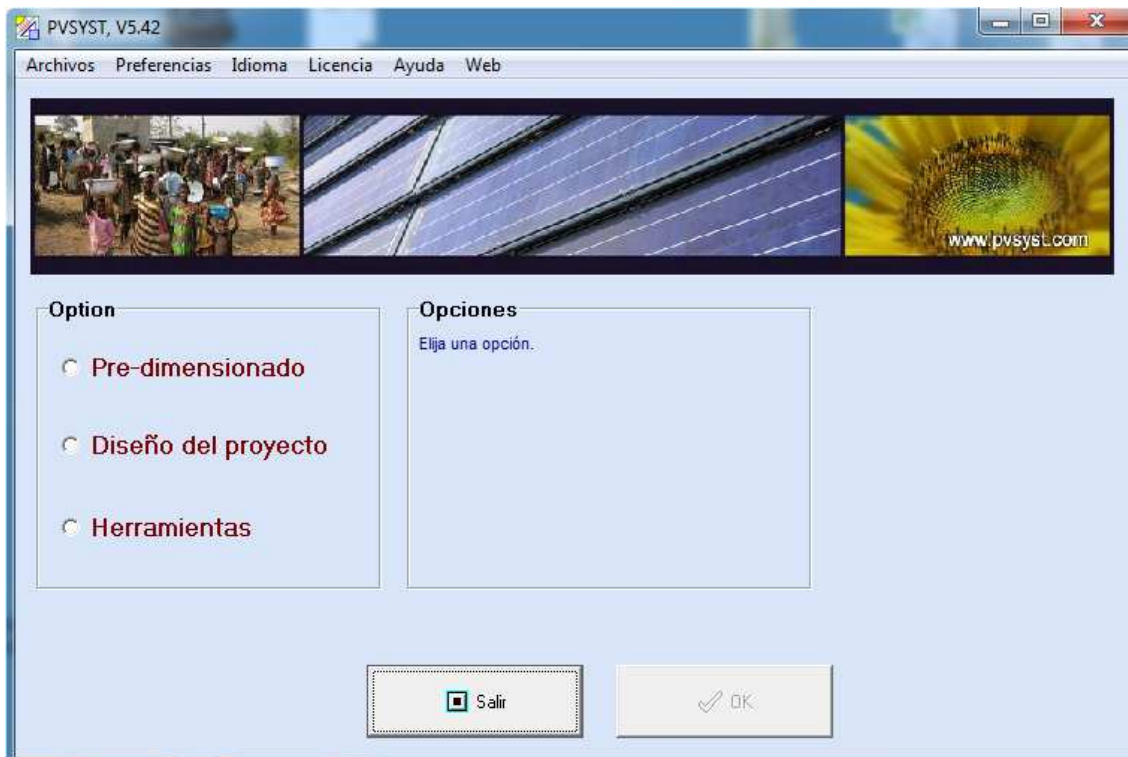
### Acerca de PVSYST

PVSYST es un software comercial para el estudio completo y análisis de instalaciones fotovoltaicas. El sistema puede ser:

- Conectado a red
- Aislado
- Bombeo
- Red CC

El programa realiza el cálculo de la producción de un sistema utilizando simulaciones detalladas por hora. Para ello, PVSYST posee una gran flexibilidad a la hora de importar datos, tanto climáticos como de las cargas del sistema. También permite comparar varias simulaciones y realizar análisis económicos del sistema. Para el estudio de las sombras, permite establecer un perfil de obstáculos, y también posee una herramienta 3D para el estudio de las sombras cercanas. Posee una amplia base de datos de componentes (módulos FV, baterías, inversores de red, reguladores de carga, generadores...), y permite introducir nuevos componentes manualmente.

Posee una licencia de prueba de 30 días. Para utilizarlo de forma ilimitada debe adquirirse una licencia en su página web <http://www.pvsyst.com/>.



Para el dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado, deberemos navegar a través de los menús que se describen a continuación:

- *Proyecto*

En esta sección se pueden crear nuevos proyectos o cargar proyectos ya existentes, así como sus variantes de simulación. A la hora de designar un nuevo proyecto se deben introducir la información básica del mismo (nombre del proyecto, fecha, cliente, dirección...), definir el lugar geográfico y el archivo de clima asociado al lugar. También se deben determinar otra serie de parámetros como el albedo.

- *Orientación*

En esta sección se determina la orientación del sistema fotovoltaico. Aquí se debe establecer si se trata de un sistema estático o posee algún tipo de seguimiento solar.

- *Perfil de obstáculos*

En esta sección se presenta un gráfico que representa la trayectoria del sol para cada día del año. Aquí se puede representar un perfil de los obstáculos que ocultará el sol en determinados días y horas del año.



- *Sombras cercanas*

En esta sección, mediante el uso de la herramienta 3D que posee PVSYST, podemos representar el sistema fotovoltaico y los elementos cercanos (árboles, edificios...). De esta forma el programa podrá evaluar las sombras cercanas para realizar la simulación.

- *Sistema*

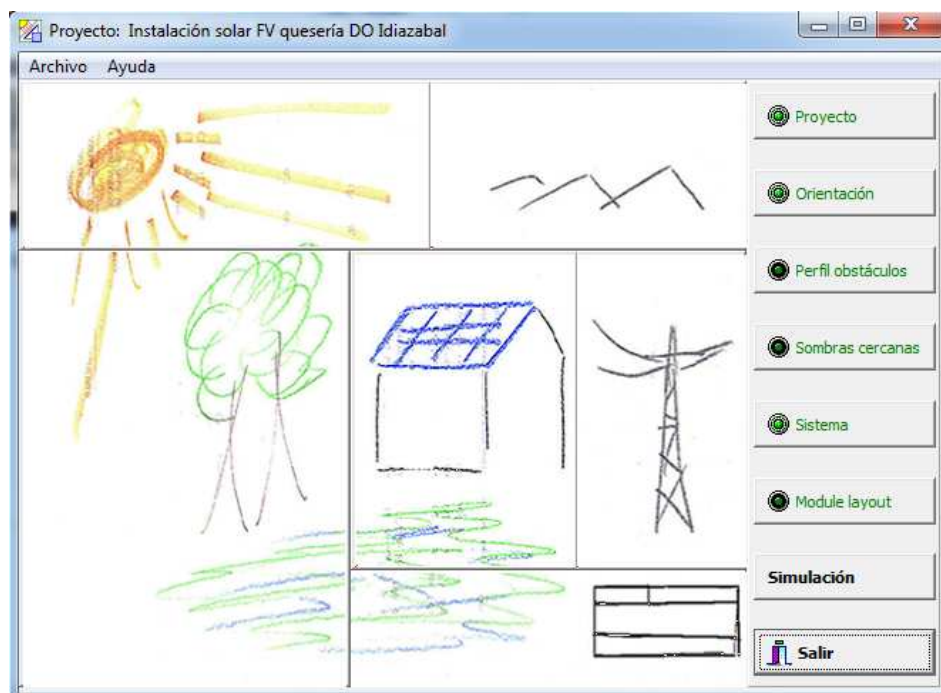
Se establecen las cargas del sistema y se determinan el resto de parámetros y los componentes (módulos, baterías, reguladores de carga...) que se van a emplear.

- *Module layout*

En esta sección se especifica la posición de los módulos en la superficie disponible, así como su interconexión.

- *Simulación*

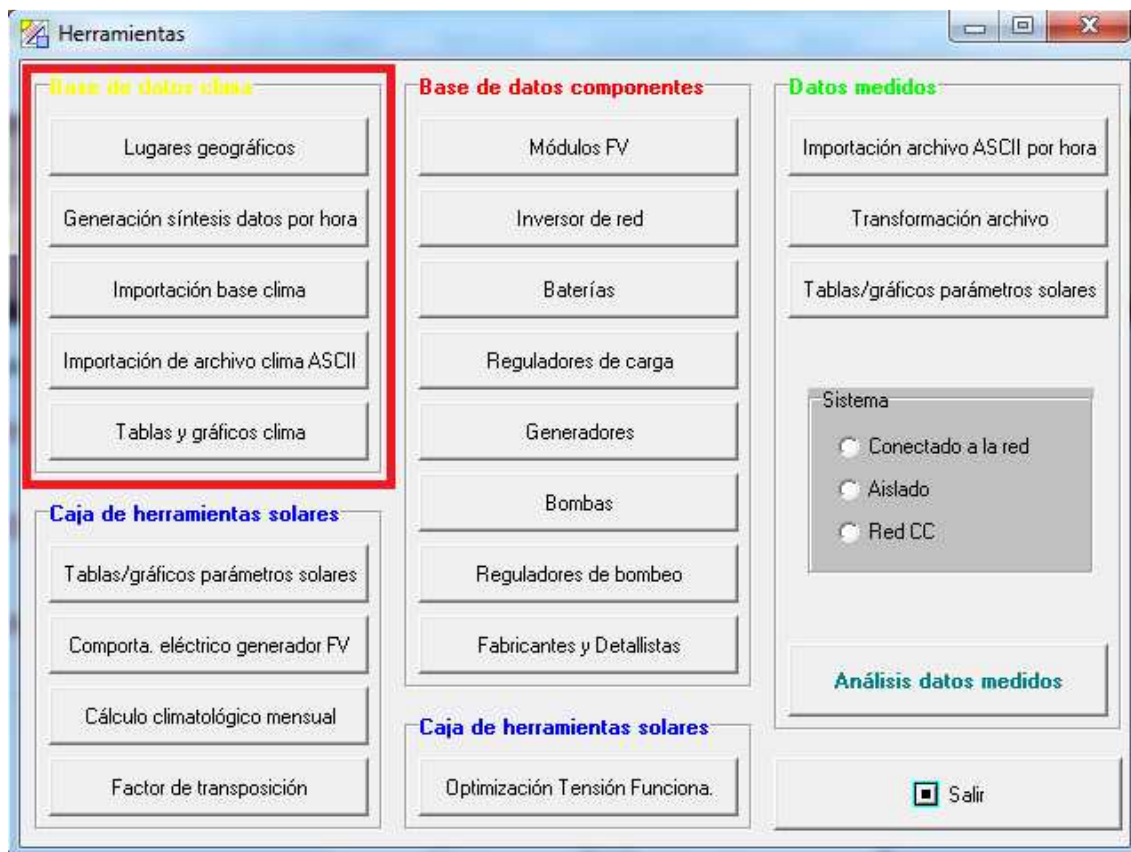
El programa realiza la simulación del sistema y presenta los resultados: informe, gráficos, análisis económicos...



## Dimensionado del sistema fotovoltaico

### Importación de la base de datos climática

En primer lugar se debe introducir los datos de clima para nuestro lugar geográfico. Para ello, en el menú *Herramientas* poseemos una serie de opciones para importar la base de datos climática.



En *Lugares geográficos* se establece uno nuevo para España llamado Salvatierra. Aquí se introducen las coordenadas del lugar (latitud, longitud y altitud) y el huso horario. También se pueden introducir datos climáticos medios mensuales en el caso de no poseer datos más precisos.

Parámetros del lugar geográfico

Coordenadas Geográficas **Climatología Mensual**

Lugar **Salvatierra (Spain)**

Origen de datos **Estación meteorológica de Salvatierra**

	<b>Irrad. Global</b> kWh/m <sup>2</sup> .día	<b>Difuso</b> kWh/m <sup>2</sup> .día	<b>Temp.</b> °C	<b>VelViento</b> m/s
Enero	1.47	0.74	3.9	2.52
Febrero	2.35	1.03	4.3	3.02
Marzo	3.46	1.54	7.1	3.06
Abril	4.55	2.02	9.7	2.71
Mayo	5.69	2.34	12.9	2.31
Junio	6.38	2.45	17.3	2.24
Julio	6.63	2.33	18.8	2.23
Agosto	5.46	2.12	18.8	2.34
Septiembre	4.19	1.71	16.2	2.12
Octubre	2.67	1.51	12.8	2.55
Noviembre	1.73	0.81	7.5	2.63
Diciembre	1.37	0.66	3.9	2.39
<b>Año</b>	<b>3.84</b>	<b>1.61</b>	<b>11.1</b>	<b>2.5</b>

☒ Datos Requeridos  
☒ Irradiación global horizontal  
☒ Temp. Exterior Media

Datos adicionales  
☒ Irradiación difusa horizontal  
☒ Velocidad del viento

Unidades de insolación  
☒ kWh/m<sup>2</sup>.día  
☐ kWh/m<sup>2</sup>.mes  
☐ MJ/m<sup>2</sup>.día  
☐ MJ/m<sup>2</sup>.mes  
☐ W/m<sup>2</sup>  
☐ Índice de claridad Kt

☒ Por defecto (de NASA-SEE)

En nuestro caso, como se poseen datos diezminutales se importan a través de un archivo ASCII los valores de la Irradiancia global sobre la superficie horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento.

### Definición del proyecto

Para definir el proyecto debemos seleccionar un lugar geográfico y un archivo meteorológico asociado. En nuestro caso se ha seleccionado la base de datos meteorológica importada, y se han introducido las coordenadas geográficas del emplazamiento:

Latitud: 42° 51' 49" N

Longitud: 2° 25' 66" O

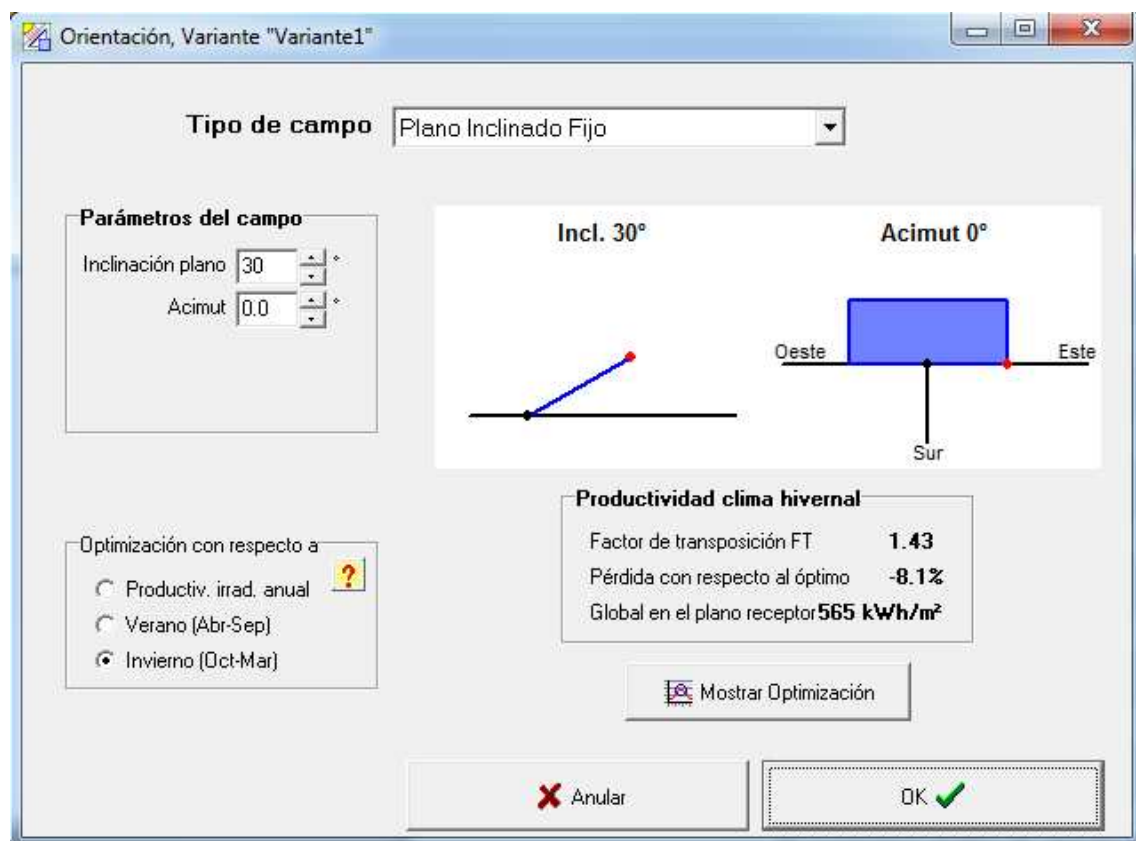
Elevación: 570 m

También se han definido otros parámetros como el albedo. En nuestro caso, se ha establecido un albedo constante para todo el año de 0,2. Para la selección del mismo, se ha utilizado la tabla de valores comunes de albedo que adjunta el propio programa:

Valores comunes del albedo	
Zona urbana	0.14 - 0.22
Hierba	0.15 - 0.25
Hierba fresca	0.26
Nieve fresca	0.82
Nieve húmeda	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto húmedo	0.18
Concreto	0.25 - 0.35
Tejas rojas	0.33
Aluminio	0.85
Acero galvanizado reciente	0.35
Acero galvanizado oxidado	0.08

### Orientación del generador fotovoltaico

Tal y como se indica en el *Anexo 2 - Sistema de seguimiento, inclinación y orientación del sistema*, la inclinación del plano corresponde a la de la cubierta del aprisco ( $\beta=30^\circ$ ) y la orientación del mismo es perfectamente hacia el Sur ( $\alpha=0^\circ$ )

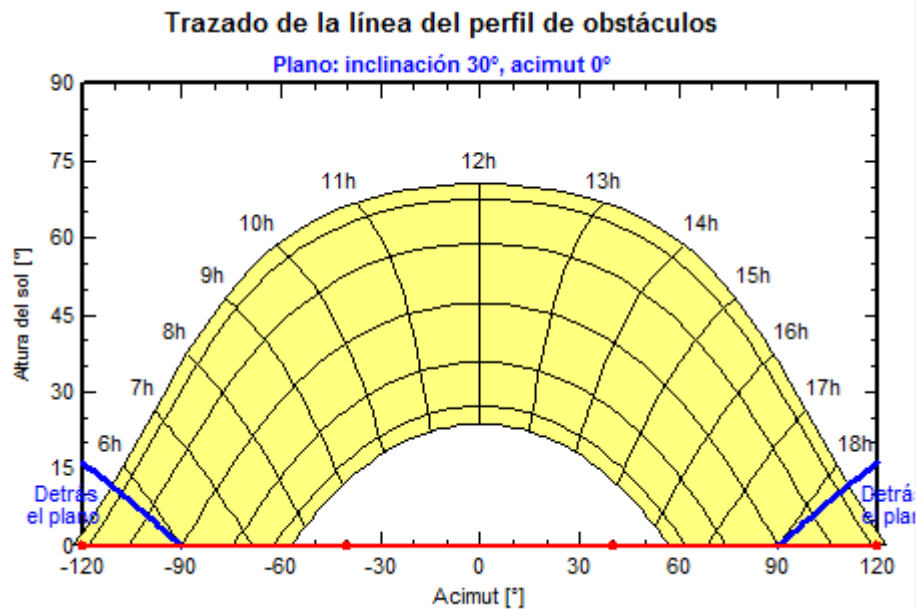


The screenshot shows a software window titled "Orientación, Variante "Variante1"". It contains the following elements:

- Tipo de campo:** A dropdown menu set to "Plano Inclinado Fijo".
- Parámetros del campo:**
  - Inclinación plano: A numeric input field with the value "30" and up/down arrow buttons.
  - Acimut: A numeric input field with the value "0.0" and up/down arrow buttons.
- Optimización con respecto a:** A group box containing three radio buttons:
  - ☐ Productiv. irrad. anual (with a question mark icon)
  - ☐ Verano (Abr-Sep)
  - ☒ Invierno (Oct-Mar)
- Diagrama:** A central diagram showing a blue rectangle representing the solar panel. It is tilted at an angle of 30° (labeled "Incl. 30°") and oriented towards the South (labeled "Acimut 0°"). The cardinal directions "Oeste", "Este", and "Sur" are indicated.
- Productividad clima hivernal:** A box displaying the following data:
  - Factor de transposición FT: **1.43**
  - Pérdida con respecto al óptimo: **-8.1%**
  - Global en el plano receptor: **565 kWh/m²**
- Buttons:**
  - A button labeled "Mostrar Optimización" with a small icon.
  - An "Anular" button with a red 'X' icon.
  - An "OK" button with a green checkmark icon.

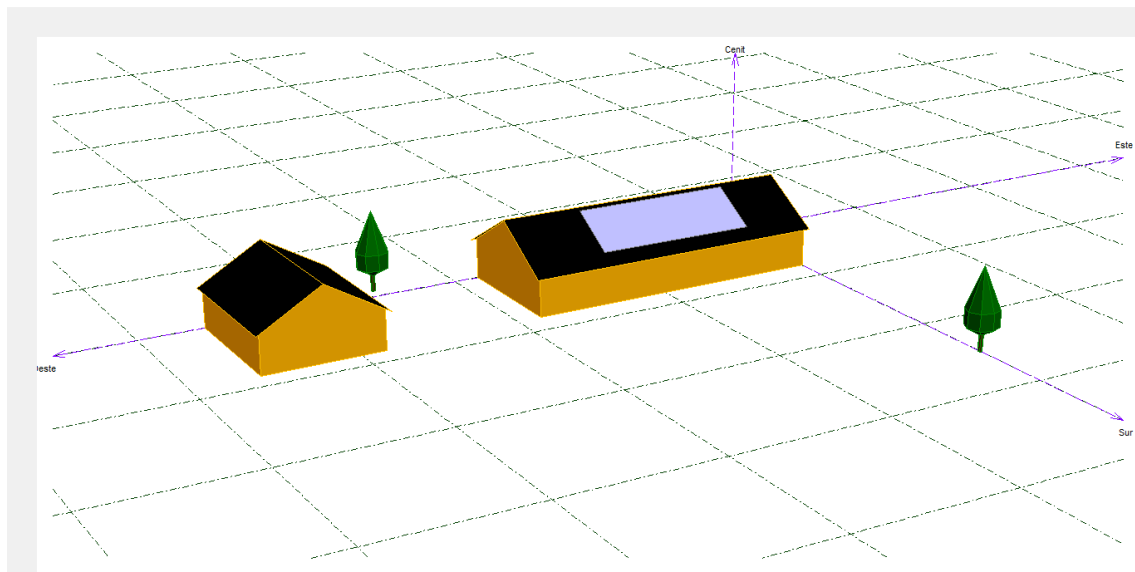
## Perfil de obstáculos

No se presentan obstáculos que impidan el paso de la radiación al generador fotovoltaico. A pesar de estar en el fondo del valle, las pérdidas producidas a lo largo del año son mínimas, por lo que no se traza ningún perfil de obstáculos.



## Sombras cercanas

Para las sombras cercanas se utiliza la herramienta 3D que incluye PVSYST, realizando un modelo de la situación. A pesar de que en el caso de estudio a priori se conoce que no existen sombras cercanas, se ha realizado una simulación para conocer el funcionamiento del programa.

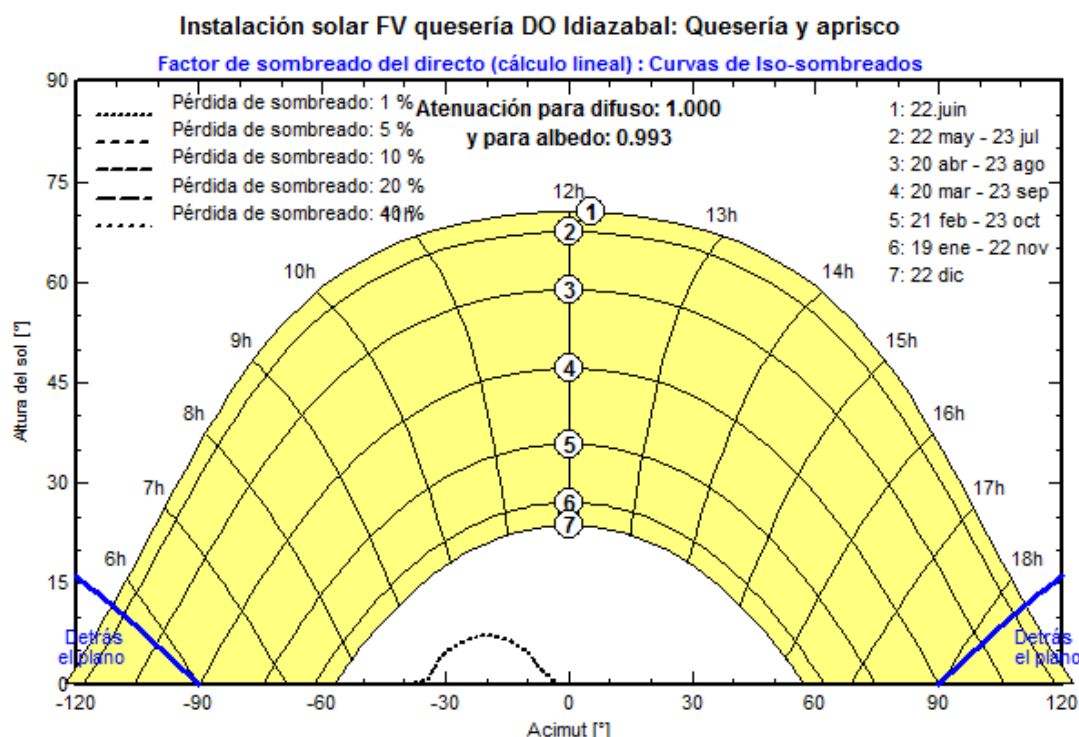


A partir del modelo anterior, el PVSYST obtiene el factor de sombreado para el componente lineal, difuso y albedo.

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo																			
Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Altura																			
90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
40°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
30°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20°	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás
10°	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	1.000	1.000	1.000	1.000	0.961	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Atrás	Atrás	Atrás
Factor de sombreado para difuso: 1.000 y para albedo: 0.993																			

Factor de sombreado para difuso: 1.000 y para albedo: 0.993

También representa gráficamente las pérdidas por sombreado.



## Determinación del consumo

A continuación, se definen las cargas del sistema. Para ello, con los datos de consumo ya expuestos, se crea un archivo ASCII que contiene el consumo horario a lo largo del año (8760 horas), y se importa al programa.



## Dimensionado del sistema


Una vez especificadas las cargas pasamos a la selección de las baterías y módulos fotovoltaicos. Tal y como se estableció en el *Anexo 3 – Pre-dimensionamiento del sistema fotovoltaico*, se establece en 5 los días de autonomía y la tensión nominal del sistema en 120V. La probabilidad de pérdida de carga se establece en 5%.



Stand-alone System definition, Variant "Variante1"


**Presizing help**



Av. daily needs : Enter accepted LOL  %  Battery (user) voltage  V 

33.7 kWh/day Enter requested autonomy  day(s)  Suggested capacity **2192 Ah**  
Suggested PV power **13.9 kWp (nom.)**

**Select battery set**


Sort Batteries by ☒ voltage ☐ capacity ☐ manufacturer



V  Ah   

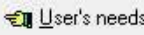



☒ Batteries in serie  Number of batteries **60** Battery pack voltage **120 V**  
 ☒ Batteries in parallel  Global capacity **2317 Ah**  
Stored energy **278 kWh**

**Select module(s)**

Sort modules by: ☒ power ☐ technology ☐ manufacturer

Wp      

☒ Modules in serie  Array voltage at 50°C **129 V**  
 ☐ Modules in parallel  Array current **99.9 A**  
**70 Modules** Array nom. power (STC) **14.7 kWp**

Se ha seleccionado la batería OPzS Solar 3100, cuya tensión es de 2V y su capacidad en las condiciones dadas de 2317 Ah, dando, al igual que en el pre-dimensionado, un total de 60 baterías.

El módulo solar seleccionado es el SF 220-30-M210 de la marca Hanwha SolarOne. El número de módulos seleccionado es 70 (5 en serie y 14 en paralelo).

A continuación se han determinados las pérdidas del sistema (térmicas, cableado, suciedad, calidad de los módulos...). Una vez realizada la simulación, se mostrará el gráfico de pérdidas de la instalación.

## Posicionamiento y conexión de los módulos

A lo largo de la superficie disponible, se han distribuido los 70 módulos, con una separación entre filas y columnas de 4cm y en posición horizontal. Finalmente, se ha realizado la interconexión de los mismos, tal y como se muestra a continuación.

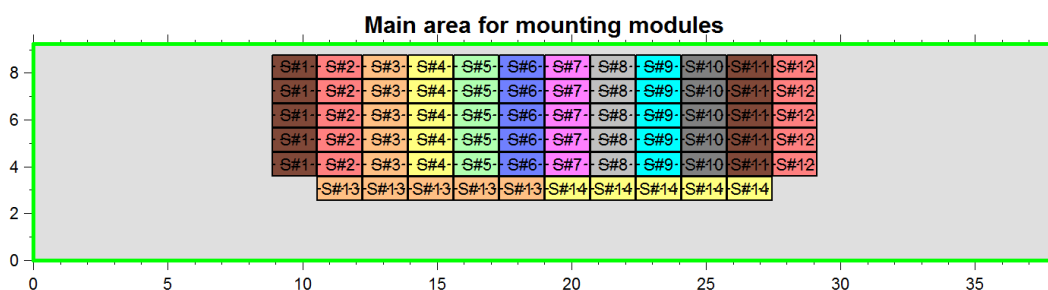
### Module Layout

**Project :** Instalación solar FV quesería DO Idiazabal  
**Simulation variant :** Variante1

---

#### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>SF 220-30-M210</b>	Size	1.000 x 1.652 m <sup>2</sup>
		Manufacturer	Hanwha SolarOne	In parallel	14 strings
Number of PV modules		In series	5 modules		



## Simulación y resultados

Finalmente se ha realizado la simulación. El propio PVSYST nos muestra un informe con los resultados más importantes del sistema. El informe se muestra a continuación.

- Página 1 – Parámetros de la simulación
- Página 2 – Parámetros principales del sistema
- Página 3 – Resultados principales de la simulación
- Página 4 – Gráfico de pérdidas del sistema



PVSYST V5.42											31/08/11	Página 1/4
--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----------	------------

### Sistema Aislado: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** **Instalación solar FV quesería DO Idiazabal**

**Lugar geográfico** **Salvatierra** **País** **España**

**Ubicación** Latitud 42.8°N Longitud 2.4°W  
Hora definido como Hora Solar Altitud 603 m  
Albedo 0.25

**Datos climatológicos :** Nuevo Datos climatológicos1

---

**Variante de simulación : Variante1**

Fecha de simulación 31/08/11 09h07

---

**Parámetros de la simulación**

**Orientación Plano Receptor** Inclinación 30° Acimut 0°

**Sombras cercanas** Sombreado lineal

**Características generador FV**

**Módulo FV** Si-mono Modelo **SF 220-30-M210**

Fabricante Hanwha SolarOne

Número de módulos FV En serie 5 módulos En paralelo 14 cadenas

Nº total de módulos FV N° módulos 70 Pnom unitaria 210 Wp

Potencia global generador Nominal (STC) **15 kWp** En cond. funciona. 13 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 129 V I mpp 100 A

Superficie total Superficie módulos **116 m²**

**Factores de pérdida Generador FV**

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s  
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s) TONC 56 °C

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 19 mOhm Fracción de Pérdidas 1.3 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas 2.5 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 4.0 % (tensión fija)

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parámetro bo 0.05

**Parámetro del Sistema** Tipo de sistema **Sistema Aislado**

**Batería** Modelo **OPzS Solar 3100**

Fabricante Exide Classic

Características del banco de baterías Tensión 120 V Capacidad Nominal 2317 Ah

Nº de unidades 60 en serie

Temperatura Fijo (20°C)

**Regulador** Modelo General Purpose Default

Tecnología Undefined Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.

Umbral de Regulación Baterías Carga 136.8/130.8 V Descarga 117.6/126.0 V

Comando de Generador Auxiliar 118.2/129.0 V

**Necesidades de los usuarios** Ext. definido como archivo Load.csv

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
742	1330	1472	1423	1467	1423	742	742	718	742	718	742	12264	kWh

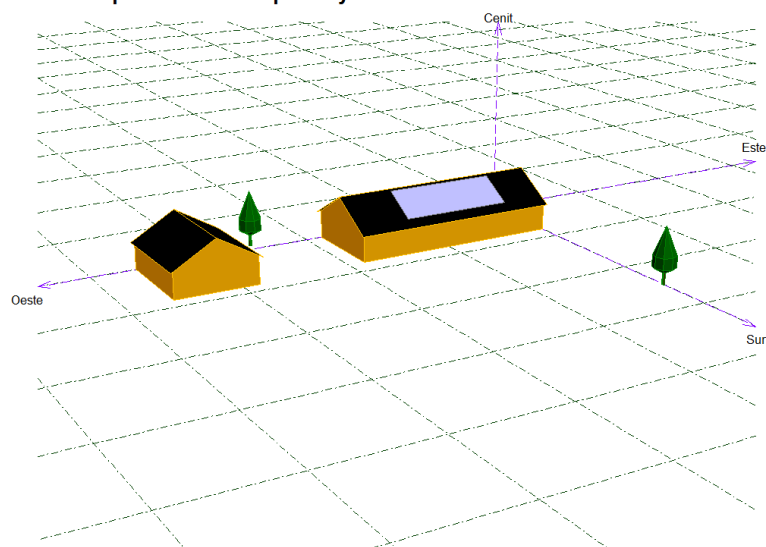
## Sistema Aislado: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** Instalación solar FV quesería DO Idiazabal

**Variante de simulación :** Variante1

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
<b>Sombras cercanas</b>		Sombreado lineal		
Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut 0°
Generador FV		N° de módulos	70	Pnom total <b>15 kWp</b>
Batería		Modelo	OPzS Solar 3100	Tecnología bierta, tubular
banco de baterías		N° de unidades	60	Tensión/Capacidad <b>120 V / 2317 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Ext. definido como archivo	Load.csv		global 12.26 MWh/año

### Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano



## Sistema Aislado: Resultados principales

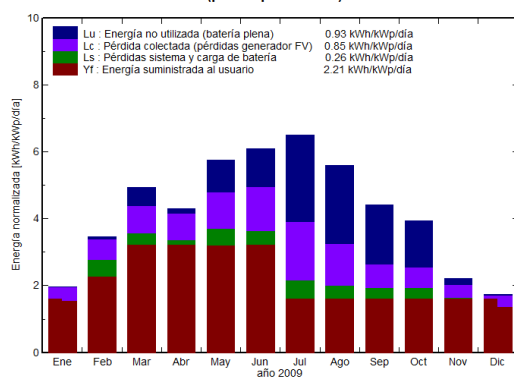
**Proyecto :** Instalación solar FV quesería DO Idiazabal  
**Variante de simulación :** Variante1

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Aislado</b>
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	30°
Generador FV	Nº de módulos	70
Batería	Modelo	OPzS Solar 3100
banco de baterías	Nº de unidades	60
Necesidades de los usuarios	Ext. definido como archivo	Load.csv
	acimut	0°
	Pnom total	<b>15 kWp</b>
	Tecnología	bierta, tubular
	Tensión/Capacidad	<b>120 V / 2317 Ah</b>
	global	12.26 MWh/año

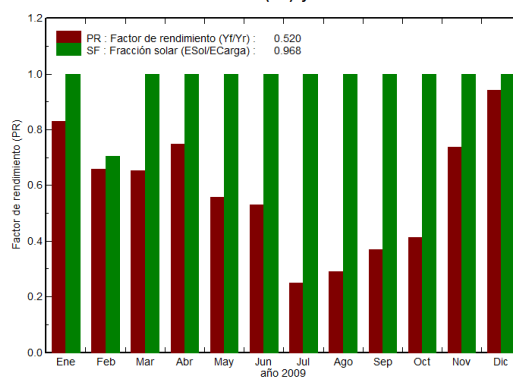
### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	<b>Energía disponible</b>	<b>18.26 MWh/año</b>	Produc. específico	1242 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	11.87 MWh/año	Exced. (inutilizado)	4996 kWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	52.0 %	Fracción solar SF	96.8 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	2.2 %	Energía faltante	394 kWh

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 15 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



### Variante1 Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Ene. 09	40.1	58.8	714	2	0.0	742	742	1.000
Feb. 09	68.0	93.8	1173	27	394.1	936	1330	0.704
Mar. 09	121.7	148.3	1872	246	0.0	1472	1472	1.000
Abr. 09	120.6	125.5	1549	65	0.0	1423	1423	1.000
May. 09	178.9	173.6	2132	439	0.0	1467	1467	1.000
Jun. 09	190.7	177.5	2113	500	0.0	1423	1423	1.000
Jul. 09	206.6	195.6	2166	1175	0.0	742	742	1.000
Ago. 09	163.5	168.6	1979	1064	0.0	742	742	1.000
Sep. 09	113.0	128.8	1629	776	0.0	718	718	1.000
Oct. 09	89.5	118.5	1506	622	0.0	742	742	1.000
Nov. 09	45.4	64.3	802	79	0.0	718	718	1.000
Dic. 09	34.6	51.9	628	2	0.0	742	742	1.000
Año	1372.5	1505.2	18262	4996	394.1	11870	12264	0.968

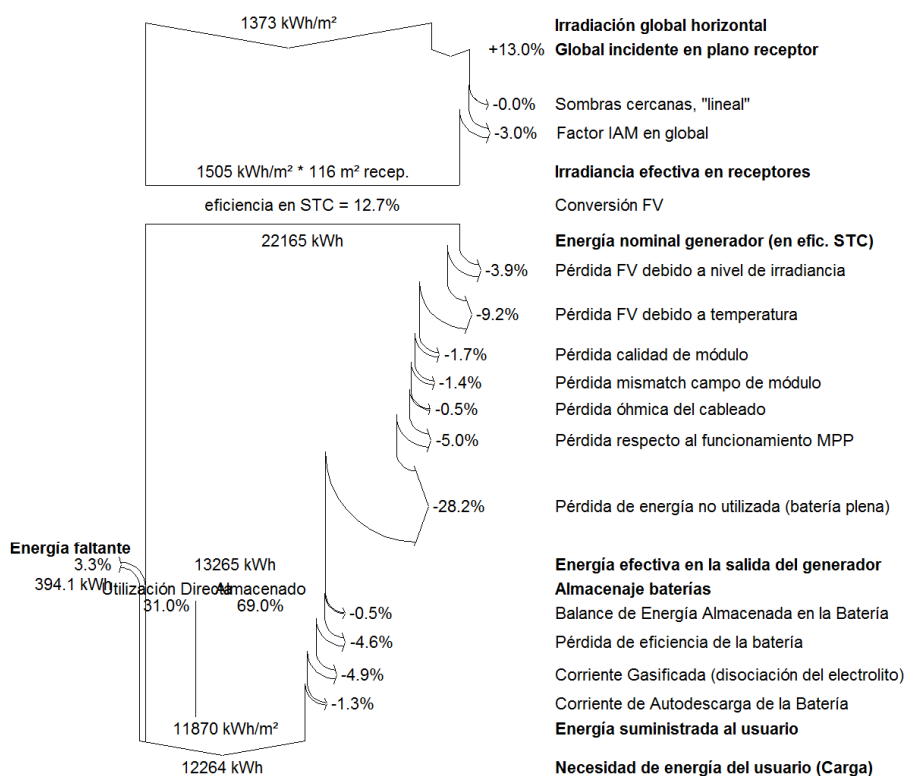
Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

## Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Instalación solar FV quesería DO Idiazabal  
**Variante de simulación :** Variante1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
<b>Sombras cercanas</b>	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Generador FV	N° de módulos	70	Pnom total	<b>15 kWp</b>
Batería	Modelo	OPzS Solar 3100	Tecnología	bierta, tubular
banco de baterías	N° de unidades	60	Tensión/Capacidad	<b>120 V / 2317 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Ext. definido como archivo	Load.csv	global	12.26 MWh/año

### Diagrama de pérdida durante todo el año



Para la simulación realizada la fracción solar es del 98,6%. El resto de la energía será suministrada por el generador auxiliar. Se puede observar que el único mes que no hay suficiente generación eléctrica es Febrero. Esto es debido a que en este mes

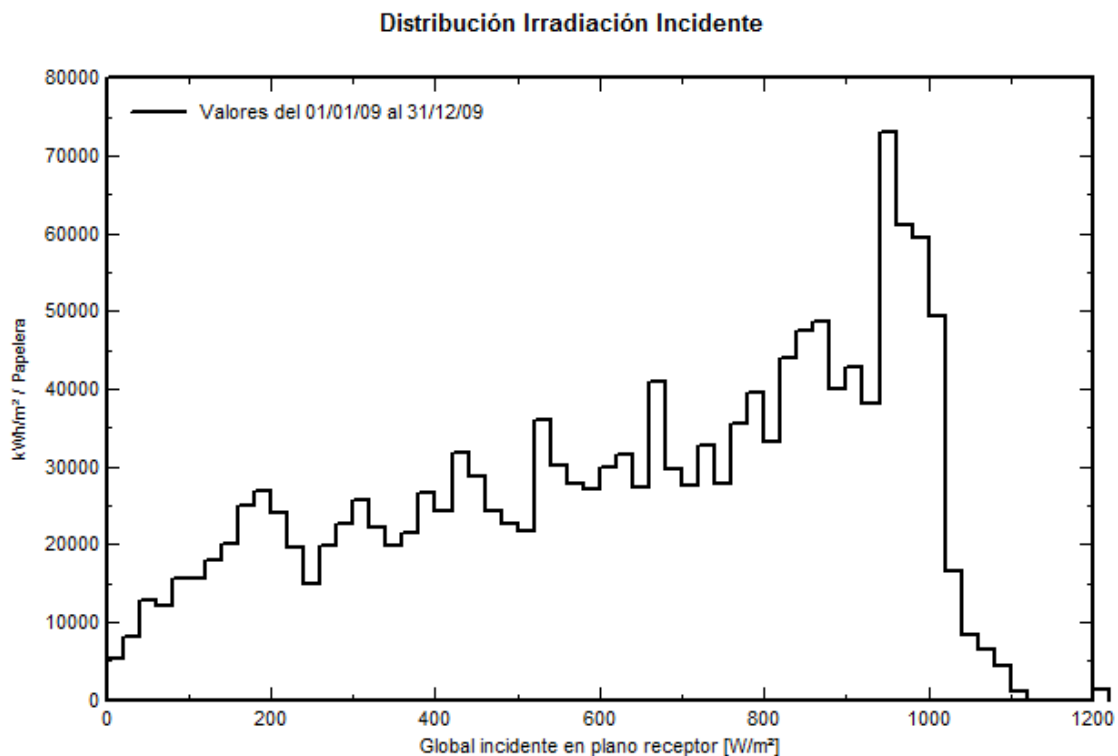
comienza la producción de queso, y la radiación solar media mensual para este mes todavía es baja.

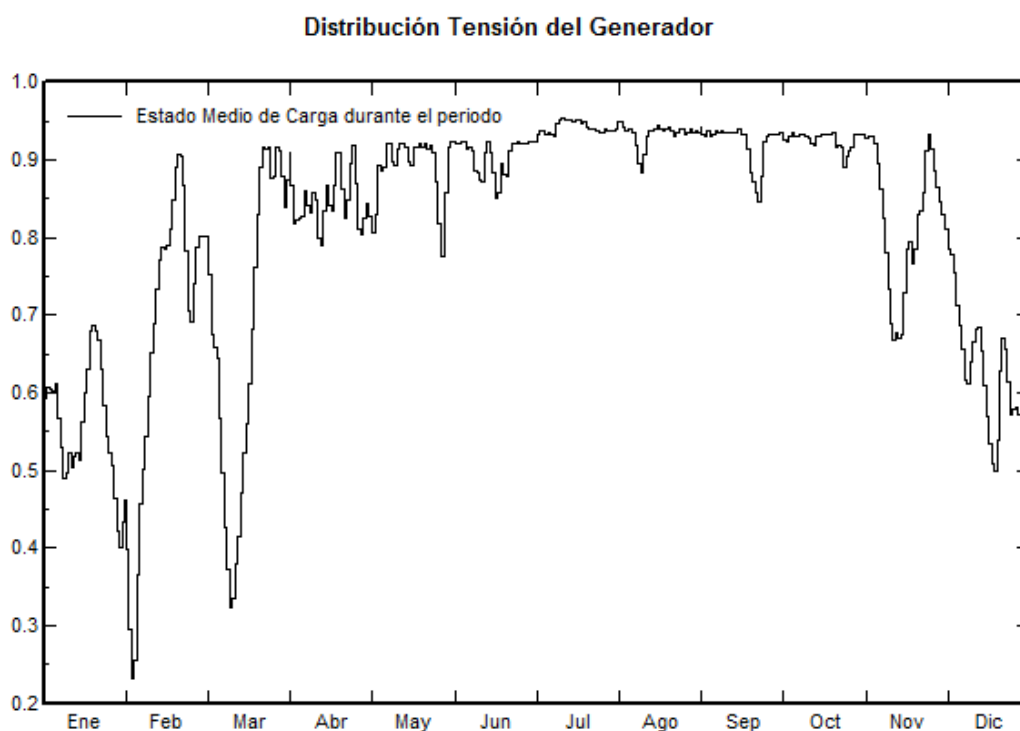
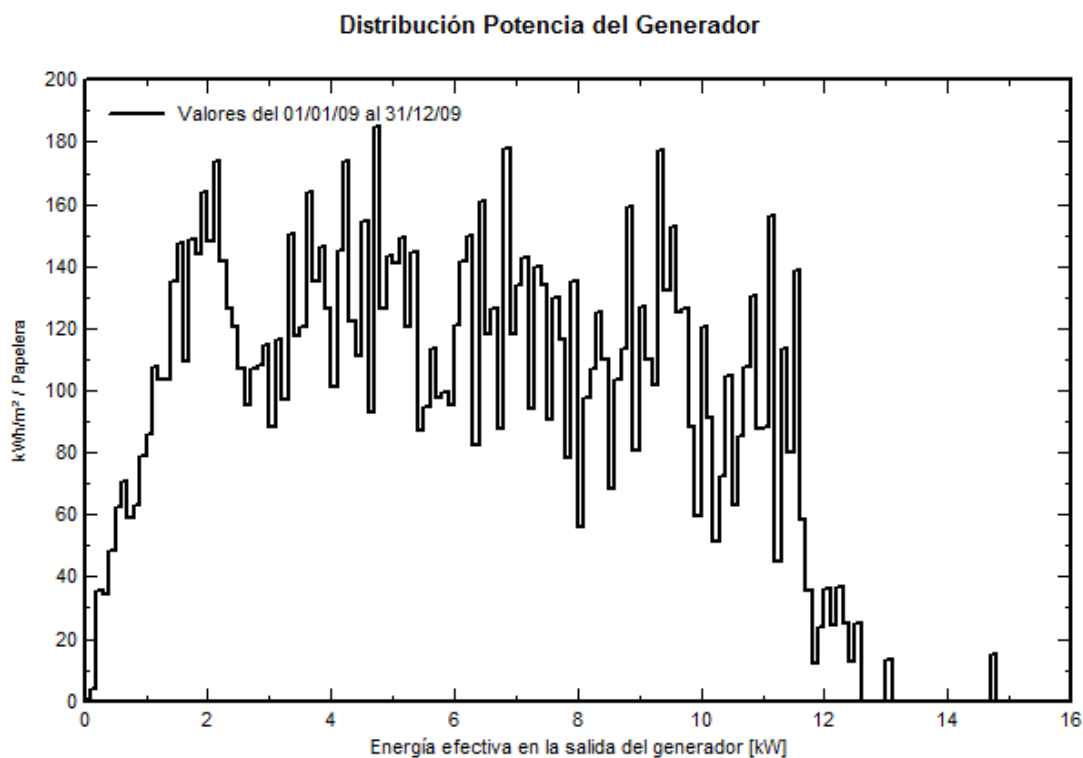
Se podría cubrir el 100% del consumo aumentando el número de paneles fotovoltaicos, sin embargo, esto hace que se reduzca el factor de rendimiento, debido a que este sobredimensionamiento solo sería útil para el mes de febrero.

El factor de rendimiento de la instalación es de 52%. Sobre todo, desde julio hasta octubre, se desaprovecha gran parte de la instalación fotovoltaica. Esto es debido a que la radiación en esta época es alta respecto al invierno, mientras que el consumo es bajo, debido a que ha terminado el periodo de producción.

Intentar aumentar el rendimiento de la instalación provocaría que el consumo no cubierto fuera mayor, por lo que, el tiempo de uso del generador auxiliar (y el consiguiente gasto de combustible) fuera mayor.

Finalmente, se muestran otros resultados que nos facilita el programa:





A pesar de que el programa presenta una herramienta para la evaluación económica, se ha decidido no utilizarla, y realizar un presupuesto más detallado. Por lo tanto, se da aquí por concluido el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

## ANEXO 5 – DETERMINACIÓN DEL CABLEADO

En el presente anexo se realiza el cálculo de la longitud y secciones de cableado necesarias en el sistema fotovoltaico. Para el cálculo de la sección del cableado se utilizará la fórmula que se presenta a continuación:

$$S = \frac{2LI}{56(V_a - V_b)}$$

donde,

S: sección de cable (mm<sup>2</sup>)

L: longitud del cable (m)

I: intensidad pico (A)

(V<sub>a</sub>-V<sub>b</sub>): caída de tensión máxima admisible

La constante 56, viene determinada por la inversa de la resistividad del cobre, que a 20 °C es de 0,018 Ω·mm<sup>2</sup>/m

La caída de tensión máxima y recomendada se presenta en la siguiente tabla:

Tramo	Caída de tensión máxima	Caída de tensión recomendada
Paneles-Regulador	3%	1%
Regulador-Acumulador	1%	0,5%
Acumulador-Inversor	1%	1%
Línea de iluminación	3%	3%
Otros equipos	5%	5%

Los cables seleccionados son Prysmian P-SUN SP. Son cables de cobre especiales para instalaciones solares fotovoltaicas, que se ajustan a lo prescrito en la norma UNE 20460.

### Tramo Generador-Regulador

Este tramo tiene una longitud de 10m. La intensidad pico en este tramo, calculada en los *Anexos 3 y 4*, es de 100A

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 100}{56 \cdot 120 \cdot 0,01} = 29,76 \text{ mm}^2$$

### Tramo Regulador-Acumulador

Este tramo tiene una longitud de 2,5m. La intensidad será similar a la anterior o incluso menor cuando el regulador entre en funcionamiento.

$$S = \frac{2 \cdot 2,5 \cdot 100}{56 \cdot 120 \cdot 0,005} = 14,88 \text{ mm}^2$$

### Tramo Acumulador-Inversor

Como la potencia máxima será de 10kW, la corriente máxima que circulará a través del cable será:

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{nom}} = \frac{10.000}{120} = 83,33A$$

La longitud del cable es de 2m, por lo que la sección mínima necesaria será:

$$S = \frac{2 \cdot 2 \cdot 88,33}{56 \cdot 120 \cdot 0,01} = 5,26 \text{ mm}^2$$

### Tramo Batería-Línea general

El circuito de corriente continua abastece tanto el aprisco como la quesería. La línea general tiene una longitud de 15m, y la corriente máxima se produciría cuando toda la iluminación estuviera conectada (1500W).

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{nom}} = \frac{1.500}{120} = 12,5A$$

$$S = \frac{2 \cdot 15 \cdot 12,5}{56 \cdot 120 \cdot 0,03} = 1,8 \text{ mm}^2$$

### Derivaciones

Se tomará el caso más desfavorable. En nuestro la derivación más desfavorable es la que transcurre entre la línea general y la quesería, cuya longitud es de 25m. La potencia máxima de la iluminación de la quesería es 500W.

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{nom}} = \frac{500}{120} = 4,17A$$

$$S = \frac{2 \cdot 25 \cdot 4,17}{56 \cdot 120 \cdot 0,03} = 1,03 \text{ mm}^2$$



### Interconexión módulos y baterías

Para la interconexión de los módulos y las baterías se utilizará cable de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección. La longitud del cableado se muestra a continuación

- Módulos 150m
- Baterías 30m

### Resultados

Las secciones de cable normalizadas son las siguientes:

Sección (mm <sup>2</sup> )
0,5
0,75
1
1,5
2,5
4
6
10
16
25
35
50

Para cada uno de los casos, se ha seleccionado la sección comercial inmediatamente superior a la calculada. En el caso del circuito de corriente continua, con el fin de homogeneizar las secciones, se ha seleccionado una sección única de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Tramo	Sección (mm <sup>2</sup> )
Generador-Regulador	35
Regulador-Acumulador	16
Acumulador-Inversor	6
Circuito CC	2,5

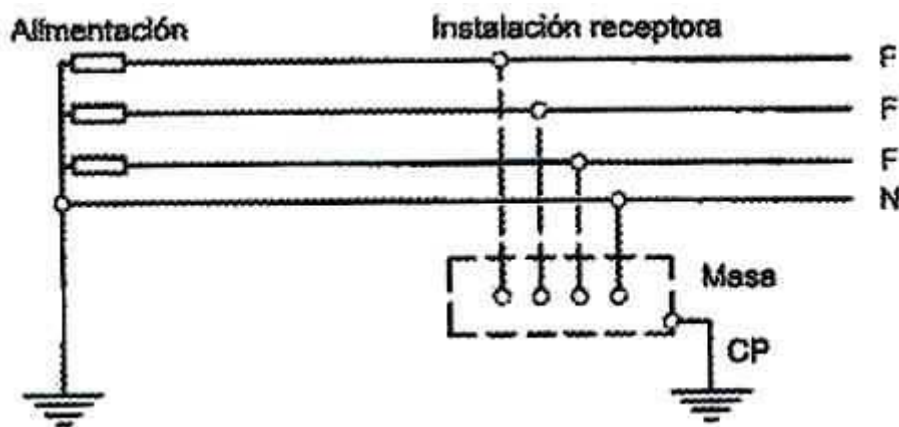
### Circuito de tierra

Para instalaciones con tensiones nominales superiores a 48V, se debe instalar un circuito de tierra. Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no

perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

El sistema de conexión del neutro y de la masa en la red de distribución eléctrica en la zona sigue el esquema TT de acuerdo con la ITC-BT-08, tal y como se puede ver en la siguiente imagen.



El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

La instalación de tierra principal consistirá en un anillo, formado por conductor de cobre desnudo de una sección mínima según se indica en la ITC-BT-18 tabla 2, formando un anillo cerrado que interese a todo el perímetro del edificio.

Secciones de los conductores de fase (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima del conductor neutro (mm <sup>2</sup> )
<b>S &lt; 16</b>	$S_p = S$
<b>16 &lt; S ≤ 35</b>	$S_p = 16$
<b>S &gt; 35</b>	$S_p = S/2$

Por lo tanto, la sección del conductor neutro será 16mm<sup>2</sup>. A este anillo deberán conectarse electrodos verticalmente hincados en el terreno cuando, se prevea la necesidad de disminuir la resistencia de tierra que pueda presentar el conductor en anillo. El anillo estará enterrado horizontalmente a una profundidad mínima de 0,5 m.

El conductor estará soldado (soldadura aluminotérmica) o agarrado, mediante perrillos, a la estructura del edificio.

Los conductores de protección irán canalizados en común con los conductores de fase y neutro paralelamente y presentarán las mismas condiciones de aislamiento.

### Cálculo de la resistencia de la tierra

Para realizar este cálculo se precisa conocer la resistividad en función del terreno. La tierra del emplazamiento es arena-arcillosa. En la siguiente tabla se observan valores de resistividad en función del terreno.

Naturaleza del terreno	Resistividad en $\Omega \cdot m$
<b>Terrenos pantanosos</b>	30
<b>Limo</b>	20 a 100
<b>Humus</b>	10 a 150
<b>Turba Húmeda</b>	5 a 100
<b>Arcilla plástica</b>	50
<b>Margas y arcillas compactas</b>	100 a 200
<b>Margas del jurásico</b>	30 a 40
<b>Arenas arcillosas</b>	50 a 500
<b>Arena silíceas</b>	200 a 3000
<b>Suelo pedregoso cubierto de césped</b>	300 a 500
<b>Suelo pedregoso desnudo</b>	1500 a 3000
<b>Calizas blandas</b>	100 a 300
<b>Calizas compactas</b>	1000 a 5000
<b>Calizas agrietadas</b>	500 a 1000
<b>Pizarras</b>	50 a 300
<b>Roca de mica y cuarzo</b>	800
<b>Granitos y gres procedente de alteración</b>	1500 a 10000
<b>Granito y gres muy alterado</b>	100 a 600

Se ha establecido en 200  $\Omega$  la resistencia de la tierra. Para estimar la resistencia de la toma de tierra que tenemos utilizaremos la siguiente expresión ya que se trata de un conductor enterrado horizontalmente. La expresión se encuentra en la ITCBT-18.

$$R = 2 \cdot \frac{r}{L}$$

donde,

R: resistencia del terreno ( $\Omega$ )

r: resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )

L: longitud del conductor (m)

$$R = 2 \cdot \frac{200}{20} = 20 \Omega$$

Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

## Tubos protectores

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	-
150	50	63	75	-	-
185	50	75	-	-	-
240	63	75	-	-	-

Circuito	Diámetro de tubo protector (mm <sup>2</sup> )
Iluminación DC	12

## Protección de circuitos

Circuito	Interruptor diferencial		Interruptor automatico	
	Nº	Intensidad	Nº	Intensidad
Iluminación CC	1	16	1	16

# DOCUMENTO III – PLANOS

## **DOCUMENTO III – PLANOS**

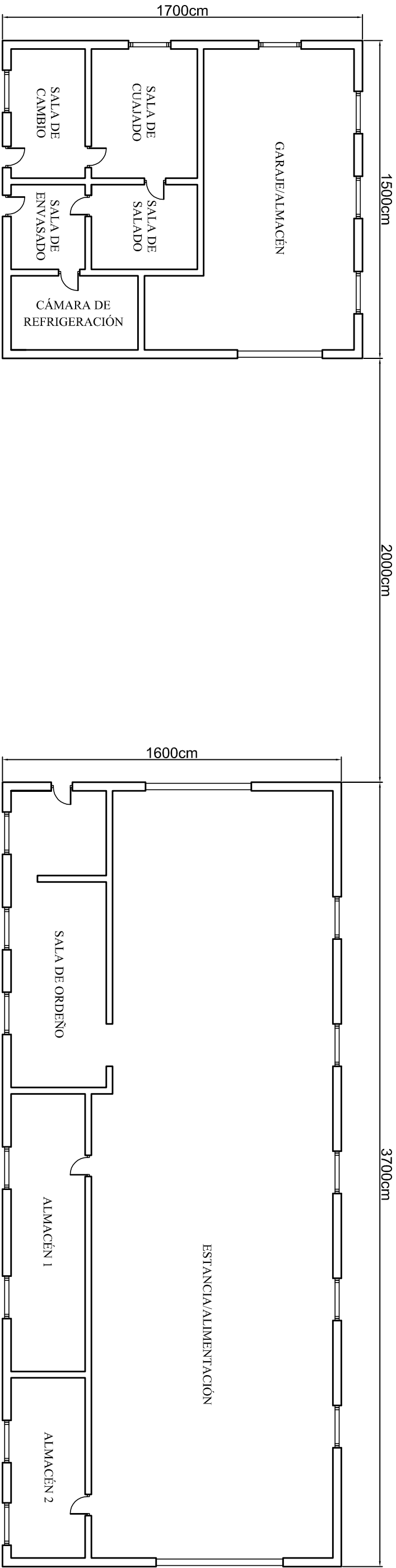
PLANO 1 – IDENTIFICACIÓN DE CADA UNA DE LAS DEPENDENCIAS

PLANO 2 – POSICIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO EN LA CUBIERTA SUR DEL APRISCO

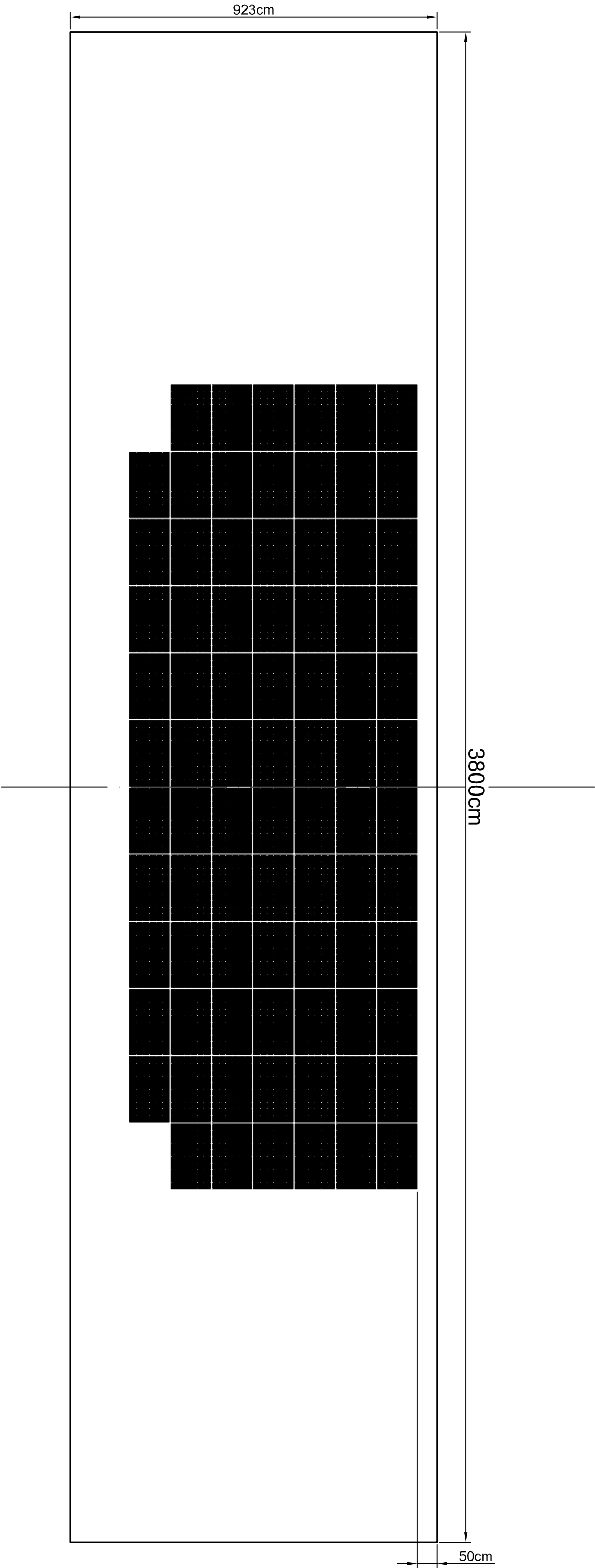
PLANO 3 – POSICIONAMIENTO DEL ACUMULADOR, INVERSOR Y REGULADOR DE CARGA

PLANO 4 – DETALLE DE LA CONEXIÓN DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

PLANO 5 – DETALLE DE LA DISTANCIA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

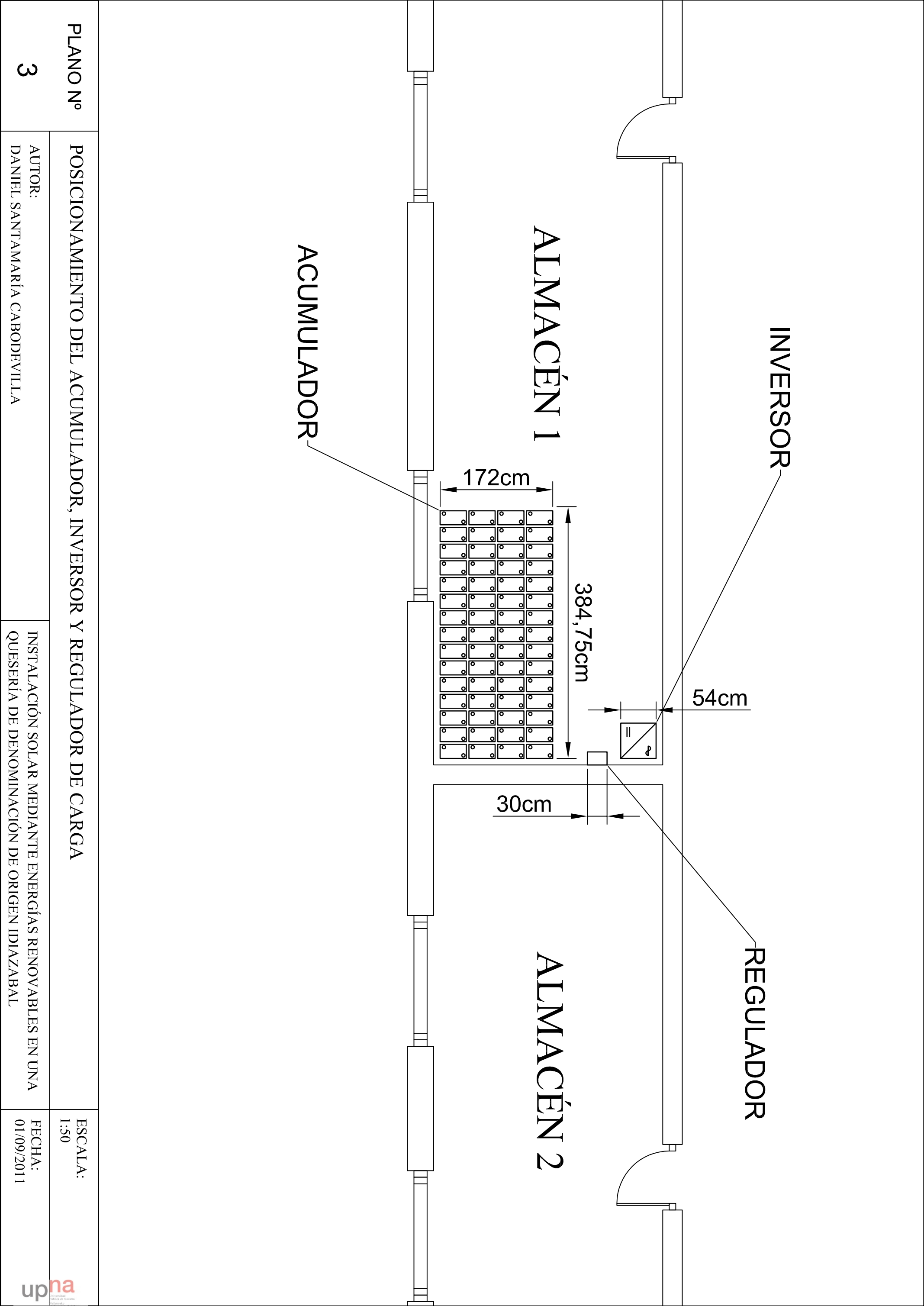


PLANO Nº		IDENTIFICACIÓN DE CADA UNA DE LAS DEPENDENCIA		ESCALA: 1:200
1		AUTOR: DANIEL SANTAMARÍA CABODEVILLA	INSTALACIÓN SOLAR MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA QUESERÍA DE DENOMINACIÓN DE ORIGEN IDIAZABAL	FECHA: 01/09/2011

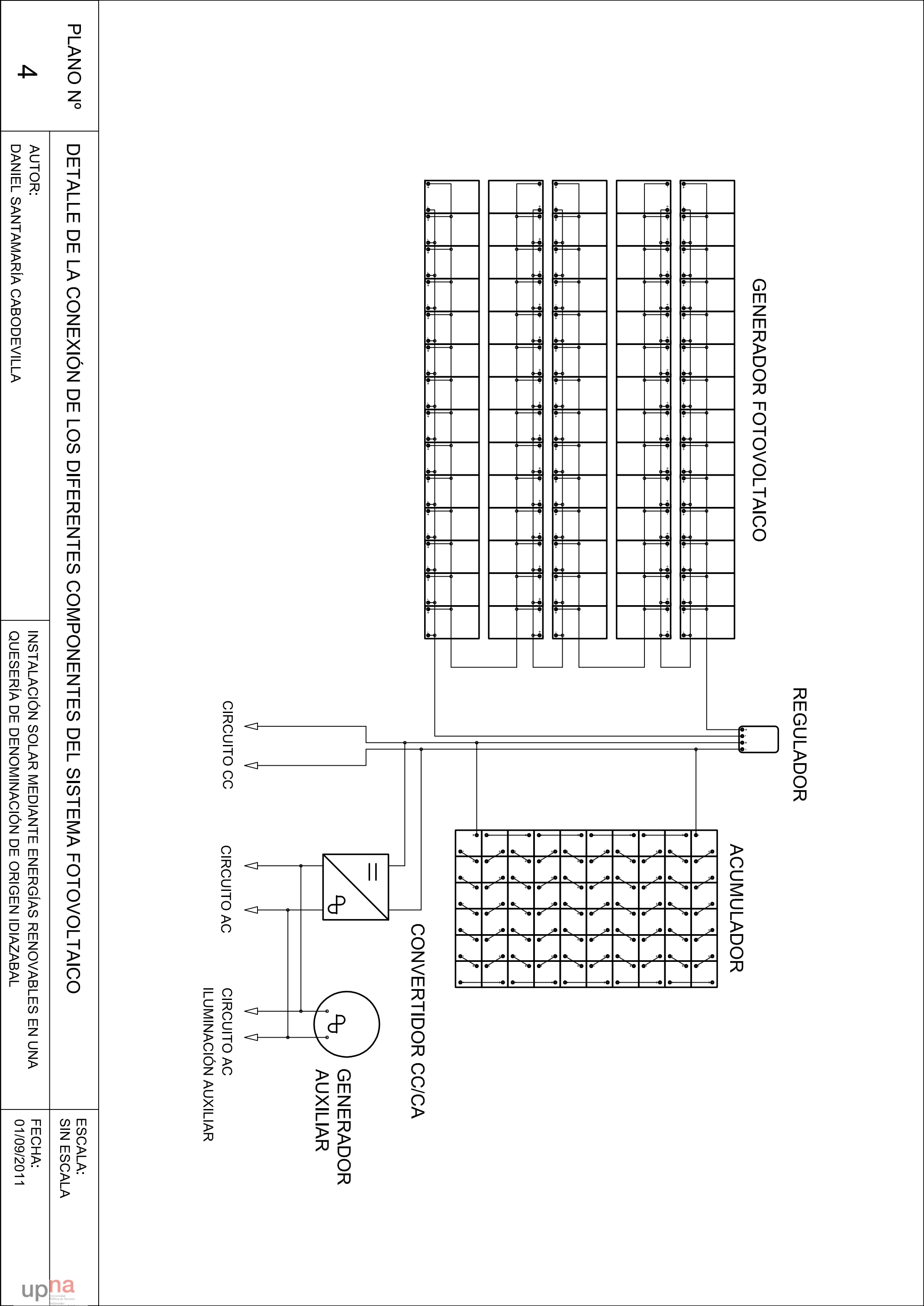


PLANO Nº		POSICIONAMIENTO DEL GENERADO FOTOVOLTAICO EN LA CUBIERTA SUR DEL APRISCO		ESCALA: 1:100
2	AUTOR:	INSTALACIÓN SOLAR MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA		FECHA: 01/09/2011
	DANIEL SANTAMARÍA CABODEVILLA	QUESERÍA DE DENOMINACIÓN DE ORIGEN IDIAZABAL		





PLANO Nº		POSICIONAMIENTO DEL ACUMULADOR, INVERSOR Y REGULADOR DE CARGA		ESCALA:
AUTOR:		INSTALACIÓN SOLAR MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA		1:50
DANIEL SANTAMARÍA CABODEVILLA		QUESERÍA DE DENOMINACIÓN DE ORIGEN IDIAZABAL		FECHA:
3				01/09/2011



PLANO Nº		DETALLE DE LA CONEXIÓN DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO		ESCALA: SIN ESCALA
4		AUTOR: DANIEL SANTAMARÍA CABODEVILLA	INSTALACIÓN SOLAR MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA QUESERÍA DE DENOMINACIÓN DE ORIGEN IDIAZABAL	FECHA: 01/09/2011

100cm

4cm

4cm

PLANO Nº

## DETALLE DE LA DISTANCIA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ESCALA:  
1:10

1:10

AUTOR:

DANIEL SANTAMARÍA CABODEVILLA

# INSTALACIÓN SOLAR MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA

QUESERÍA DE DENOMINACIÓN DE ORIGEN IDIAZABAL

FECHA:

01/09/2011

# **DOCUMENTO IV – PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS (PCT)**

## DOCUMENTO IV – PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS (PCT)

4.1. Objeto .....	122
4.2. Generalidades .....	122
4.3. Definiciones.....	123
4.3.1. Radiación solar.....	123
4.3.2. Generadores fotovoltaicos .....	123
4.3.3. Acumuladores plomo-ácido .....	124
4.3.4. Reguladores de carga .....	126
4.3.5. Inversores.....	126
4.3.6. Cargas de consumo .....	127
4.4. Diseño.....	127
4.4.1. Orientación inclinación y sombras.....	127
4.4.2. Dimensionado del sistema .....	127
4.4.3. Sistema de monitorización.....	128
4.5. Componentes y materiales.....	129
4.5.1. Generalidades.....	129
4.5.2. Generadores fotovoltaicos .....	129
4.5.3. Estructura de soporte.....	131
4.5.4. Acumuladores de plomo-ácido .....	132
4.5.5. Reguladores de carga .....	133
4.5.6. Inversores.....	135
4.5.7. Cargas de consumo .....	136
4.5.8. Cableado .....	137
4.5.9. Protecciones y puesta a tierra.....	138
4.6. Recepción y pruebas.....	138
4.7. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	139
4.7.1. Generalidades.....	139
4.7.2. Programa de mantenimiento .....	140
4.7.3. Garantías .....	141

## 4.1. Objeto

- 4.1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 4.1.2. Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.
- 4.1.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 4.1.4. En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 4.1.5. Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

## 4.2. Generalidades

- 4.2.1. Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:
  - Electrificación de viviendas y edificios
  - Alumbrado público
  - Aplicaciones agropecuarias
  - Bombeo y tratamiento de agua
  - Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables
- 4.2.2. También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.
- 4.2.3. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- 4.2.3.1. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- 4.2.3.2. Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- 4.2.3.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

### 4.3. Definiciones

#### 4.3.1. Radiación solar

##### 4.3.1.1. *Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

##### 4.3.1.2. *Irradiancia*

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .

##### 4.3.1.3. *Irradiación*

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en  $\text{MJ/m}^2$  o  $\text{kWh/m}^2$ .

##### 4.3.1.4. *Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)*

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

#### 4.3.2. Generadores fotovoltaicos

##### 4.3.2.1. *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

##### 4.3.2.2. *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

#### 4.3.2.3. *Módulo fotovoltaico*

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

#### 4.3.2.4. *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

#### 4.3.2.5. *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

#### 4.3.2.6. *Condiciones estándar de medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC):  $1000 \text{ W/m}^2$
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula:  $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$

#### 4.3.2.7. *Potencia máxima del generador (potencia pico)*

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

#### 4.3.2.8. *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$  y la velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$ .

### 4.3.3. Acumuladores de plomo-ácido

#### 4.3.3.1. *Acumulador*

Asociación eléctrica de baterías.

#### 4.3.3.2. *Batería*

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.



#### 4.3.3.3. Autodescarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

#### 4.3.3.4. Capacidad nominal: $C_{20}$ (Ah)

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas:  $C_{100}/C_{20} \simeq 1,25$ ,  $C_{40}/C_{20} \simeq 1,14$ ,  $C_{20}/C_{10} \simeq 1,17$

#### 4.3.3.5. Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida,  $PD_{max}$ .

#### 4.3.3.6. Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

#### 4.3.3.7. Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

#### 4.3.3.8. Régimen de carga (o descarga)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ( $C_{20} = 100$  Ah) y la corriente se expresa como  $I_{20} = 5$  A.

#### 4.3.3.9. Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

#### 4.3.4. Reguladores de carga

##### 4.3.4.1. *Regulador de carga*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

##### 4.3.4.2. *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo*

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

##### 4.3.4.3. *Voltaje final de carga*

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

#### 4.3.5. Inversores

##### 4.3.5.1. *Inversor*

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

##### 4.3.5.2. $V_{RMS}$

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

##### 4.3.5.3. *Potencia nominal (VA)*

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

##### 4.3.5.4. *Capacidad de sobrecarga*

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

##### 4.3.5.5. *Rendimiento del inversor*

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

##### 4.3.5.6. *Factor de potencia*

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

#### 4.3.5.7. *Distorsión armónica total*: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

#### 4.3.6. Cargas de consumo

##### 4.3.6.1. *Lámpara fluorescente de corriente continua*

*Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.*

### 4.4. Diseño

#### 4.4.1. Orientación, inclinación y sombras

4.4.1.1. Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

4.4.1.2. En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

#### 4.4.2. Dimensionado del sistema

4.4.2.1. Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

4.4.2.2. Se realizará una estimación del consumo de energía.

4.4.2.3. Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ( $P_{mp,min}$ ) para cubrir las necesidades de consumo.

4.4.2.4. El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al  $P_{mp,min}$  calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

4.4.2.5. Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido. En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

4.4.2.6. Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

#### 4.4.3. Sistema de monitorización

4.4.3.1. El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

4.4.3.2. Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

## 4.5. Componentes y materiales

### 4.5.1. Generalidades

- 4.5.1.1. Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.
- 4.5.1.2. Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- 4.5.1.3. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V<sub>RMS</sub> o 120 V<sub>CC</sub>. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.
- 4.5.1.4. Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- 4.5.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.
- 4.5.1.6. Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- 4.5.1.7. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.
- 4.5.1.8. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

### 4.5.2. Generadores fotovoltaicos

- 4.5.2.1. Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de

concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

- 4.5.2.2. El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.
- 4.5.2.3. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.
  - 4.5.2.3.1. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
  - 4.5.2.3.2. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
  - 4.5.2.3.3. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
  - 4.5.2.3.4. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
- 4.5.2.4. Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- 4.5.2.5. Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- 4.5.2.6. En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto

que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 4.5.3. Estructura de soporte

- 4.5.3.1. Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
- 4.5.3.2. La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
- 4.5.3.3. La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- 4.5.3.4. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 4.5.3.5. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
- 4.5.3.6. La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 4.5.3.7. Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 4.5.3.8. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 4.5.3.9. Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

4.5.3.10. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

#### 4.5.4. Acumuladores de plomo-ácido

4.5.4.1. Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

4.5.4.2. Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

4.5.4.3. La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

4.5.4.4. Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

4.5.4.5. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

4.5.4.6. La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

4.5.4.7. La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

4.5.4.8. El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:



- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

4.5.4.9. Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

#### 4.5.5. Reguladores de carga

4.5.5.1. Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

4.5.5.2. Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  a  $-5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1 \%$  del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

4.5.5.3. Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

- 4.5.5.4. Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- 4.5.5.5. El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:
- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
  - Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- 4.5.5.6. El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- 4.5.5.7. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.
- 4.5.5.8. Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- 4.5.5.9. Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.
- 4.5.5.10. Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

4.5.5.11. El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

#### 4.5.6. Inversores

4.5.6.1. Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

4.5.6.2. Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

4.5.6.3. Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

4.5.6.4. El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

4.5.6.5. La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}}$$

4.5.6.6. El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

4.5.6.7. El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

4.5.6.8. Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

4.5.6.9. El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

4.5.6.10. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

4.5.6.11. El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
<b>Onda senoidal</b>	$P_{NOM} \leq 500 \text{ VA}$	> 85%	> 75%
	$P_{NOM} > 500 \text{ VA}$	> 90%	> 80%
<b>Onda no senoidal</b>		> 90%	> 85%

4.5.6.12. Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión ( $V_{RMS}$ ) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

#### 4.5.7. Cargas de consumo

4.5.7.1. Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

4.5.7.2. Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

4.5.7.3. Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

4.5.7.4. En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
  - o Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
  - o La salida del balastro es cortocircuitada.
  - o Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

4.5.7.5. Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

4.5.7.6. Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

4.5.7.7. Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

#### 4.5.8. Cableado

4.5.8.1. Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

4.5.8.2. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

4.5.8.3. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

4.5.8.4. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

#### 4.5.9. Protecciones y puesta a tierra

4.5.9.1. Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

4.5.9.2. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

4.5.9.3. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

#### 4.6. Recepción y pruebas

4.6.1. El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

4.6.2. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

- 4.6.2.1. Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- 4.6.2.2. Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 4.6.3. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:
  - 4.6.3.1. Entrega de la documentación requerida en este PCT.
  - 4.6.3.2. Retirada de obra de todo el material sobrante.
  - 4.6.3.3. Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 4.6.4. Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 4.6.5. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.
- 4.6.6. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## **4.7. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

- 4.7.1. Generalidades
  - 4.7.1.1. Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

4.7.1.2. El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

4.7.1.3. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

#### 4.7.2. Programa de mantenimiento

4.7.2.1. El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

4.7.2.2. Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

4.7.2.3. Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

4.7.2.4. Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

4.7.2.5. El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.



4.7.2.6. El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

4.7.2.7. En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

4.7.2.8. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

### 4.7.3. Garantías

4.7.3.1. Ámbito general de la garantía:

4.7.3.1.1. Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

4.7.3.1.2. La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

#### 4.7.3.2. Plazos:

4.7.3.2.1. El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

4.7.3.2.2. Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### 4.7.3.3. Condiciones económicas:

4.7.3.3.1. La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

4.7.3.3.2. Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

4.7.3.3.3. Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

4.7.3.3.4. Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### 4.7.3.4. Anulación de la garantía:

4.7.3.4.1. La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia

técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

#### 4.7.3.5. Lugar y tiempo de la prestación:

4.7.3.5.1. Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

4.7.3.5.2. El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

4.7.3.5.3. Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

4.7.3.5.4. El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Pamplona, 1 de Septiembre de 2011

Daniel Santamaría Cabodevilla

# **DOCUMENTO V – ESTADO DE MEDICIONES**

## 5.1. Materiales e infraestructura

Código	Unidad de obra	Medida
5.1.1	Módulo fotovoltaico Hanwha SolarOne SF210-30-M210	ud
5.1.2	Batería Sonnenschein A600 SOLAR OPzS 3100	ud
5.1.3	Regulador de carga SOLENER Isotel 120A	ud
5.1.4	Inversor monofásico Ingeteam IngeconHybrid 10kW	ud
5.1.5	Estructura de soporte SunTechnics STG 80	ud
5.1.6	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 1,5mm <sup>2</sup> de sección	m
5.1.7	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 2,5mm <sup>2</sup> de sección	m
5.1.8	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 6mm <sup>2</sup> de sección	m
5.1.9	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 16mm <sup>2</sup> de sección	m
5.1.10	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 35mm <sup>2</sup> de sección	m
5.1.11	Tubo protector	m
5.1.12	Interruptor diferencial	ud
5.1.13	Interruptor automático	ud

## 5.2. Viajes y desplazamientos

Código	Unidad de obra	Medida
5.2.1	Transporte de materiales	ud

## 5.3. Salarios

Código	Unidad de obra	Medida
5.3.1	Ingeniero	ud
5.3.2	Mano de obra	días/persona

# **DOCUMENTO VI – PRESUPUESTO**

### 1.1. Materiales e infraestructura

Código	Unidad de obra	Medida	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
1.1	Módulo fotovoltaico Hanwha SolarOne SF210-30-M210	ud	70	935	65.450,00
1.2	Batería Sonnenschein A600 SOLAR OPzS 3100	ud	60	1050	63.000,00
1.3	Regulador de carga SOLENER Isotel 120A	ud	1	535	535,00
1.4	Inversor monofásico Ingeteam IngeconHybrid 10kW	ud	1	5.745	5.745,00
1.5	Estructura de soporte SunTechnics STG 80	ud	70	63,39	4.437,30
1.6	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 1,5mm <sup>2</sup> de sección	m	180	0,002043	0,37
1.7	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 2,5mm <sup>2</sup> de sección	m	100	0,002686	0,27
1.8	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 6mm <sup>2</sup> de sección	m	2	0,004352	0,01
1.9	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 16mm <sup>2</sup> de sección	m	2,5	0,010139	0,03
1.10	Cable de cobre Prysmian P-SUN SP de 35mm <sup>2</sup> de sección	m	10	0,021738	0,22
1.11	Tubo para canalización 12 mm de diámetro	m	100	0,29	29,00
1.12	Interruptor diferencial 16A	ud	1	33,56	33,56
1.13	Interruptor automático 16A	ud	1	35,89	35,89

## 1.2. Viajes y desplazamientos

Código	Unidad de obra	Medida	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
2.1	Transporte de materiales	ud	10	89,45	894,50

## 1.3. Salarios

Código	Unidad de obra	Medida	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
3.1	Mano de obra	días/persona	120	16	1.920,00



## PRESUPUESTO

Materiales e infraestructuras .....	139.267 €
Viajes y desplazamientos .....	894,5 €
Salarios .....	1.920 €
<b>Presupuesto de ejecución material .....</b>	<b>142.081 €</b>
13% gastos generales .....	22.732,98 €
6% beneficio industrial .....	8.524,87 €
Total .....	173.338,99 €
18% IVA .....	31.201,02 €
<b>Presupuesto de ejecución por contrata .....</b>	<b>204.540 €</b>
Redacción del proyecto (4%) .....	8.181,60 €
18% IVA .....	1.472,69 €
<b>Asciende el presupuesto a la cantidad de .....</b>	<b>214.194 €</b>

**214.194 €**

**DOS CIENTOS CATORCE MIL CIENTO NOVENTA Y CUATRO EUROS**

Pamplona, 1 de Septiembre de 2011

Daniel Santamaría Cabodevilla

# **DOCUMENTO VII – ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA**

# ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

## 1. Memoria.

### 1.1 Objeto.

El objeto de este Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, durante la realización de esta instalación, las previsiones con respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de trabajos profesionales, así como las instrucciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Servirá para dar unas directrices básicas a los responsables de ejecutar las obras, para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Facultativa o nombrando a un coordinador en materia de Seguridad y Salud, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre por/para lo que se implanta la obligatoriedad de la inclusión del mencionado Estudio Básico de Seguridad y Salud a todos los proyectos de edificación y obras públicas o privadas, así como instalaciones.

### 1.2 Empresa realizadora

Los trabajos a realizar, se hacen por cuenta de la empresa titular de la actividad, quien encargará a una empresa especializada y autorizada por los organismos competentes a realizar este tipo de instalaciones.

#### 1.2.1 Características de la Instalación

##### *1.2.1.1 Descripción de la instalación.*

La instalación a realizar, será la necesaria, para el funcionamiento de los elementos de la quesería, así como de otros servicios necesarios, como iluminación, de la quesería referida al presente proyecto.

##### *1.2.1.2 Plazo de ejecución.*

El plazo de ejecución será de un máximo de 38 días.

##### *1.2.1.3 Interferencias y servicios afectados.*

No están previstas interferencias en el desarrollo del trabajo, solamente se harán de forma simultánea algunos trabajos de la construcción propios de las dependencias que se quieren habilitar a la actividad.

#### ***1.2.1.4 Programación prevista.***

- Marcaje de la ubicación de receptores a instalar
- Marcaje e instalación de canalizaciones
- Montaje de cuadros de distribución y conexión de las líneas en éstos.
- Conexión de receptores
- Pruebas finales, receptores instalados.

### **1.2.2 Riesgos.**

#### ***1.2.2.1 Riesgos profesionales.***

Los riesgos profesionales a que están expuestos los trabajadores normalmente serán motivados por acciones fortuitas, descuidos, o mal uso, tanto de herramientas necesarias, como de las medidas normales de prudencia, en cualquier tipo de trabajo.

Los trabajos normales a realizar, serán los propios de cualquier instalación eléctrica: distribución, marcado y ejecución de líneas, así como complementos de las mismas, como cajas de registro, perforación en paredes, manejo de canalizaciones, etc.

Para realizar estos trabajos, se dispondrá de andamios móviles, de tipo desmontable y dotado de ruedas para su desplazamiento, con el objetivo de poder llegar a la altura necesaria, para el trazado y montaje de las líneas.

Los riesgos más frecuentes pueden ser:

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de escalera móvil
- Caída de andamio móvil
- Caído de objetos, en su manipulación (materiales o herramientas)
- Cortes, golpes o pinchazos por objetos o herramientas
- Fatiga postural
- Exposición a contactos eléctricos
- Electrocución Incendios y explosiones

#### ***1.2.2.2 Riesgos de daños a terceros.***

- Caída de personas al mismo nivel
- Caída de objetos
- Incendios i explosiones

### **1.2.3 Prevención de riesgos profesionales.**

#### ***1.2.3.1 Protecciones individuales.***

Protección de la cabeza

- Cascos, para todas las personas que participen en la obra, incluido visitantes.
- Gafas contra impactos y antipolos.

Protección del cuerpo

- Ranas y jerséis. Se tendrán en cuenta las reposiciones a lo largo de la obra, según Convenio Colectivo Provincial.
- Protección de extremidades superiores
- Guantes de cuero y anticortes, para el uso de materiales y objetos
- Guantes dieléctricos para su uso en Baja Tensión
- Protección de extremidades inferiores
- Botas de seguridad clase III.

#### ***1.1.5.2 Protecciones colectivas.***

Señalización en general:

- Obligatorio el uso de casco, gafas, protectores auditivos, botas y guantes
- Riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a diferente nivel, cargas suspendidas, incendio y explosiones.
- Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego, prohibido fumar.
- Señal informativa, de localización del botiquín y de los extintores
- Instalación eléctrica
- Conductores de protección y pica o placa de puesta en el suelo
- Interruptores diferenciales de 30 mA, para alumbrado y 300mA, a la fuerza
- Protección contra incendios
- Se instalarán extintor de eficacia 21<sup>a</sup> 133 B, de 6 Kg

Letrero indicativo del riesgo, incluyendo soporte.

- Extinción de incendios
- Protección Instalación eléctrica
- Instalaciones de higiene y bienestar
- Medicina preventiva y primeros auxilios
- Se dispondrá de las instalaciones de la propia actividad, ya que se dispone de las protecciones eléctricas mencionadas anteriormente, así como extintores, lavabos, etc.

### **1.2.3.2 Formación.**

Se impartirá formación en materia de seguridad e higiene al trabajo al personal.

### **1.2.3.3. Medicina preventiva y Primeros auxilios.**

#### Botiquines

Se dispondrá de un botiquín, que contendrá el material especificado a la 'Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo'.

#### Asistencia de accidentados

Se tendrá que informar del emplazamiento de los diferentes centros médicos (servicios propios, Mutua patronal, Mutuas laborales, ambulatorios, etc.), a donde trasladar los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

## **1.3 Pliego de condiciones.**

### **1.3.1 Normativa aplicable.**

- Ordenanza del trabajador para las industrias de la construcción, vidrio y cerámica.
- Normas para la iluminación de los centros de trabajo.
- Modelo del libro de incidencias correspondiente en las obras en que sea necesario un estudio obligatorio de seguridad e higiene.
- Prevención de Riesgos Laborales.
- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud referentes a la utilización de los equipos de protección individuales para los trabajadores.
- Disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud referentes a la utilización de los equipos de trabajo para los trabajadores.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

### **1.3.2 Funciones y obligaciones del personal.**

#### **1.3.2.1 Promotor.**

El promotor tendrá que realizar un aviso a la autoridad laboral competente desde el inicio de las obras.

#### **1.3.2.2 Coordinadores en materia de seguridad y salud.**

La designación de los coordinadores en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra puede recaer en la misma persona.

El coordinador en seguridad y salud tendrá que desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que el personal actúa aplicando de forma coherente las acciones preventivas.
- Adoptar las medidas necesarias para que sólo el personal autorizado acceda a la obra.

### ***1.3.2.3 Obligaciones de los contratistas y subcontratistas.***

Los contratistas y subcontratistas están obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva de acuerdo con el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales.
- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que se tienen que adoptar en lo que se refiere a seguridad y salud.

Obligaciones de los trabajadores.

Los trabajadores autónomos están obligados entre otros aspectos a:

- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del R.D. 1627/1997.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten al estipulado en el R.D. 1215/1997.
- Escoger y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el R.D. 773/1997.
- Ajustarse a las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud.

### **1.3.3 Libro de incidencias.**

En cada centro de trabajo existirá con fin de control y seguimiento del plan de seguridad y salud, un libro de incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el colegio profesional en que pertenezca el técnico que haya aprobado el plan de seguridad y salud.

Tendrán acceso a este libro: la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas que intervengan, los representantes de los trabajadores y los técnicos de las Administraciones Públicas competentes en esta materia.

Una vez efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador estará obligado a dar una copia en un tiempo límite de 24 h a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en la cual se lleve a cabo la obra, a los contratistas y a los representantes de los trabajadores.

### **1.3.4 Paro de los trabajadores.**

Cuando el coordinador durante la ejecución de las obras, observe el incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, tendrá que advertir al contratista y dejará constancia de tal falta en el libro de incidencias, quedando facultad para (en circunstancias de riesgo grave o inminente), disponer el paro temporal de las tareas o de la totalidad de la obra.

Se informará de las faltas a efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realice la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso en los subcontratistas y/o autónomos afectados por el paro en los representados de los trabajadores.

### **1.3.5 Derechos de los trabajadores.**

Los contratistas y subcontratistas tendrán que garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que se tengan que adoptar en lo que se refiere a seguridad y salud en la obra.

Además, una copia del plan de seguridad y salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

### **1.3.6 Disposiciones mínimas de seguridad y salud que se deben aplicar en las obras.**

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del R.D. 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

Pamplona, 1 de Septiembre de 2011

Daniel Santamaría Cabodevilla



